



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사학위논문

수직 라이저 내 슬러깅 발생조건을
고려한 해저 유가스 생산
가이드라인

Production Guidelines for Subsea Oil and
Gas Considering Slugging Conditions in
Vertical Risers

2017년 2월

서울대학교 대학원

에너지시스템공학부

황 새 봄

수직 라이저 내 슬러깅 발생조건을
고려한 해저 유가스 생산 가이드라인
Production Guidelines for Subsea Oil and
Gas Considering Slugging Conditions in
Vertical Risers

지도교수 최 종 근

이 논문을 공학석사 학위논문으로 제출함

2017년 2월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
황 새 봄

황새봄의 석사학위논문을 인준함

2017년 2월

위 원 장	_____ 박 형 동 (인)
부 위 원 장	_____ 최 종 근 (인)
위 원	_____ 송 재 준 (인)

초 록

심해 자원개발 시에는 슬러깅, 하이드레이트 등 유동건실성 문제에 대한 고려가 필수적이다. 그 중 슬러깅은 파이프 진동 및 피로, 생산 압력 및 유량 변화 등 다양한 문제들을 유발한다. 특히 라이저 내에서 슬러깅은 넓은 유량 및 GOR(gas oil ratio) 범위에서 발생한다. 본 연구에서는 수직 라이저 내 슬러깅 발생조건을 고려하여 해저 유가스 생산 가이드라인을 제시하였다.

상용프로그램인 OLGA를 이용하여 수직 라이저 내 슬러깅 발생조건을 시뮬레이션하였다. 생산조건은 해저 유가스전에 대한 문헌조사를 바탕으로 결정하였다. GOR과 헵탄 mol%에 따라 유가스의 종류를 정의한 후 ECLIPSE의 조성 데이터를 사용하였다. 라이저는 멕시코 만 내 심해 유가스전의 평균수심을 고려하여 길이가 3,000 ft, 내경이 6 in인 top-tensioned 라이저로 가정하였다.

시뮬레이션 결과 슬러깅 발생확률이 가장 높은 유가스 종은 역행성 가스이다. 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 오일은 가스유량이 100 MMscf/D 이상일 때, 가스는 1 MMscf/D 이상일 때 슬러깅이 발생하지 않는다. 생산유체에 상관없이 가스유량이 0.1~1.0 MMscf/D 이면 슬러깅이 발생한다. 유체온도는 슬러깅 발생에 큰 영향을 미치지 않는다. 본 연구는 심해 유가스전의 수직 라이저 내 슬러깅 발생유무 및 영향인자 파악에 활용될 수 있다.

주요어: 생산 가이드라인, 슬러깅, 라이저, 가스유량, 유체온도, GOR
학 번: 2015-21337

목 차

초록	i
목차	ii
List of Tables	iv
List of Figures	vi
제 1장 서론	1
1.1 연구목적	1
1.2 기존연구	5
제 2장 이론적 배경	12
2.1 파이프 내 다상유동영역	12
2.2 슬러깅	18
2.3 Severe 슬러깅	25
제 3장 라이저 모델 및 생산조건	28
3.1 라이저 모델	28
3.2 생산유체 조성	33
3.3 생산조건	36
3.4 슬러깅 관련 인자	38
3.5 기타 조건	41
3.6 프로그램 입력 및 출력 인자	45

제 4장 슬러깅 발생조건과 영향인자 분석	47
4.1 슬러깅 발생조건	47
4.2 GOR의 영향	51
4.3 유체온도의 영향	57
4.4 가스유량의 영향	58
4.5 해저 유가스 생산 가이드라인	59
 제 5장 결론	 63
 참고문헌	 65
ABSTRACT	71

List of Tables

Table 1.1 Production by water depth in the Gulf of Mexico Federal Offshore	3
Table 1.2 Proved reserves by water depth in the Gulf of Mexico Federal Offshore	3
Table 1.3 Criteria of Stability Index	6
Table 1.4 Criteria of severity of the flow instabilities	6
Table 3.1 Summary of riser and flowline configurations from field data	31
Table 3.2 Guidelines for fluid type from field data	34
Table 3.3 Fluid compositions by hydrocarbon types	35
Table 3.4 Production rates and pressures of fields	37
Table 3.5 Production environments of fields	37
Table 3.6 Slug tracking parameters for OLGA	40
Table 3.7 Option parameters for OLGA	43
Table 3.8 Integration parameters for OLGA	44
Table 3.9 Input parameters for OLGA	46
Table 3.10 Output parameters for OLGA	46
Table 4.1 Slugging conditions	61
Table 4.2 Gas oil ratio for each case	62

List of Figures

Fig. 1.1 Onshore and offshore oil production	4
Fig. 1.2 Overall layout of AKPO field	4
Fig. 2.1 Riser flow regime map with -5° pipeline inclination	13
Fig. 2.2 Gas-liquid flow regimes in horizontal pipes	15
Fig. 2.3 Examples for steady-state flow regime map for a horizontal pipe	15
Fig. 2.4 Gas-liquid flow regimes in vertical pipes	17
Fig. 2.5 Typical vertical flow regime map	17
Fig. 2.6 Schematic model for slug train in an inclined pipe	19
Fig. 2.7 Typical cycle of severe slugging	27
Fig. 3.1 Optimum application range of deepwater structures	30
Fig. 3.2 TLP elevation view	30
Fig. 3.3 Representative examples of steel catenary risers	31
Fig. 3.4 OLGA model	32
Fig. 3.5 Flowline-riser geometry	32
Fig. 4.1 Slugging probability map for various gas oil ratios	48
Fig. 4.2 Slugging probability map for various temperatures	48
Fig. 4.3 Pressure trend of riser base when slugging occurs(temp. 55 °C, gas rate 0.001 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)	49
Fig. 4.4 Slugging trend in a riser(temp. 55 °C, gas rate 0.001 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)	49
Fig. 4.5 Liquid holdup profile in a riser when slugging occurs(temp. 55 °C, gas rate 0.1 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)	50

Fig. 4.6 Pressure trend of a riser base when no slugging occurs(temp. 55 °C, gas rate 1 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)	50
Fig. 4.7 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions(temp. 55 °C, GOR 100 Mscf/STB, (a) gas rate 0.001 MMscf/D)	53
Fig. 4.8 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((b) gas rate 0.01 MMscf/D)	53
Fig. 4.9 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((c) gas rate 0.1 MMscf/D)	54
Fig. 4.10 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((d) gas rate 1 MMscf/D)	54
Fig. 4.11 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((e) gas rate 10 MMscf/D)	55
Fig. 4.12 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((f) gas rate 100 MMscf/D)	55
Fig. 4.13 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions((g) gas rate 1,000 MMscf/D)	56
Fig. 4.14 Production conditions of real fields	61

제 1장 서론

1.1 연구목적

국제 에너지 수요증가와 천해 유가스의 감소로 심해자원에 대한 관심이 높아지고 있다. 2013년 기준 전세계 오일생산량 중 33%는 해상에서 생산되고 있으며 심해에서 생산되는 양은 전체의 9%에 달한다(Fig. 1.1). 2009년 멕시코 만 기준으로 심해에서 생산되는 오일의 양은 이미 천해의 양을 넘어섰다(Table 1.1). 가채매장량의 경우 오일은 대부분이 심해에 존재하며 가스는 반 정도가 심해에 남아있다(Table 1.2). 이에 시간이 지남에 따라 심해 유가스의 중요성은 높아질 것이다.

심해에서 유가스를 생산할 때는 천해보다 고려해야 할 공학적 요소들이 많다. 수심이 깊어짐에 따른 플랫폼의 안정성과 비용 문제, 깊은 저류층에서 수면까지의 유가스 이송 문제 및 이에 따른 해저 생산시스템 내 각종 유동건실성 문제 등이 있다(Fig. 1.2). 유동건실성은 저류층부터 생산시스템까지 생산유체의 흐름이 유지되도록 관련 문제들을 모두 고려하는 것이다(Bratland, 2009). 다상유동에서의 유동건실성은 충분한 용량 확보 및 과도한 압력서지, 슬러깅, 고체입자 누적, 부식, 침식 등을 제거하는 문제들이 포함된다(Bratland, 2010).

슬러깅은 해저 네트워크에서 발견되는 불안정한 다상유동으로 액체, 가스, 물 상의 유량이 크게 변화하는 현상이다(Calvert와 Davis, 2010). 심해에서 유가스를 생산할 때 라이저 내에서 슬러깅이 발생하면 다양한

문제를 유발하므로 운영 시 슬러깅 발생유무에 대한 연구 및 발생방지 대책은 중요하다. 주어진 필드의 생산조건 하에서 슬러깅 발생유무를 판단하고 이에 대한 대비를 개발 전 단계에서 고려해야 한다.

심해 유가스를 원활하게 생산하기 위해서는 라이저 내에서 슬러깅을 관리하여 오일과 가스를 생산하는 것이 중요하다. 비정상상태 다상유동 분석 프로그램인 OLGA를 이용하면 주어진 생산조건에 대한 슬러깅 발생여부를 알 수 있다. 따라서, 다양한 운영조건을 모델링하면 슬러깅 발생을 방지하는 적절한 운영가이드라인을 제공할 수 있다. 본 연구의 목적은 아래와 같다.

- 주어진 생산조건과 라이저 모델에 대한 슬러깅 시뮬레이션
- 계산결과를 이용한 슬러깅 발생확률 그래프 도시
- 결과 및 그래프를 통해 슬러깅 현상 분석
- 슬러깅을 방지할 수 있는 해저 유가스 생산 가이드라인 제시

본 논문은 총 5장으로 구성된다. 1장 서론에서는 라이저 내 슬러깅 관련 기존연구 사례에 대해 언급한다. 2장에서는 파이프 내 다상유동영역과 슬러깅에 대해 설명한다. 3장에서는 2장의 이론적 배경을 바탕으로 연구에 사용된 라이저 모델과 생산조건을 설명한다. 4장에서는 슬러깅이 발생한 생산조건과 GOR, 조성, 유체온도, 가스유량의 영향에 대해 설명하고 해저 유가스 생산 가이드라인을 제시한다. 5장에서는 본 연구의 결론을 제시한다.

Table 1.1 Production by water depth in the Gulf of Mexico Federal Offshore(Nixon 등, 2009)

Water Depth (<i>ft</i>)	Location	Oil (<i>MMbbls</i>)	GOM Fed (%)	Total U.S. (%)	Natural Gas (<i>Bcf</i>)	GOM Fed (%)	Total U.S. (%)
0 to 999	Shallow Water	117	20.3	6.1	1,334	55.5	5.9
1,000 to 4,999	Deepwater	260	45.1	13.5	503	20.9	2.2
5,000+	Ultra-Deepwater	200	34.7	10.4	565	23.5	2.5
All	Total GOM Fed	577	100	29.9	2,402	100	10.7

Table 1.2 Proved reserves by water depth in the Gulf of Mexico Federal Offshore(Nixon 등, 2009)

Water Depth (<i>ft</i>)	Location	Oil (<i>MMbbls</i>)	GOM Fed (%)	Total U.S. (%)	Natural Gas (<i>Bcf</i>)	GOM Fed (%)	Total U.S. (%)
0 to 999	Shallow Water	642	16.0	2.9	6,106	50.4	2.2
1,000 to 4,999	Deepwater	1,667	41.6	7.5	3,772	31.1	1.3
5,000+	Ultra-Deepwater	1,698	42.4	7.6	2,239	18.5	0.8
All	Total GOM Fed	4,007	100	18	12,117	100	4.3

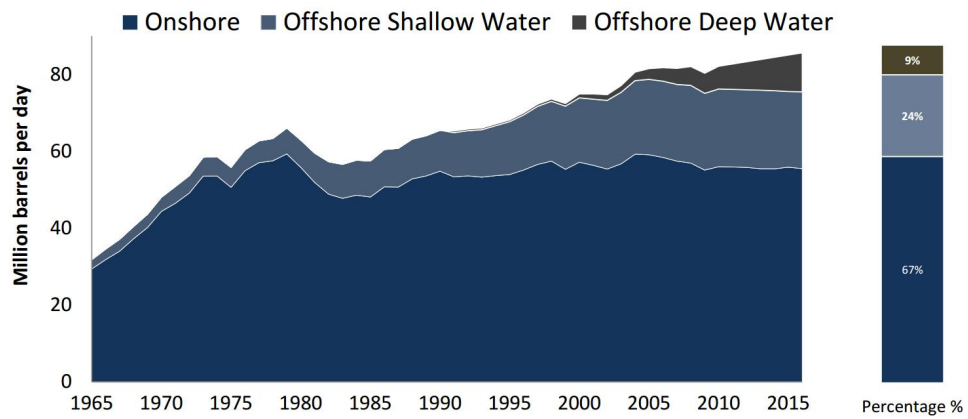


Fig. 1.1 Onshore and offshore oil production
(Infield Systems, BP, 2013)

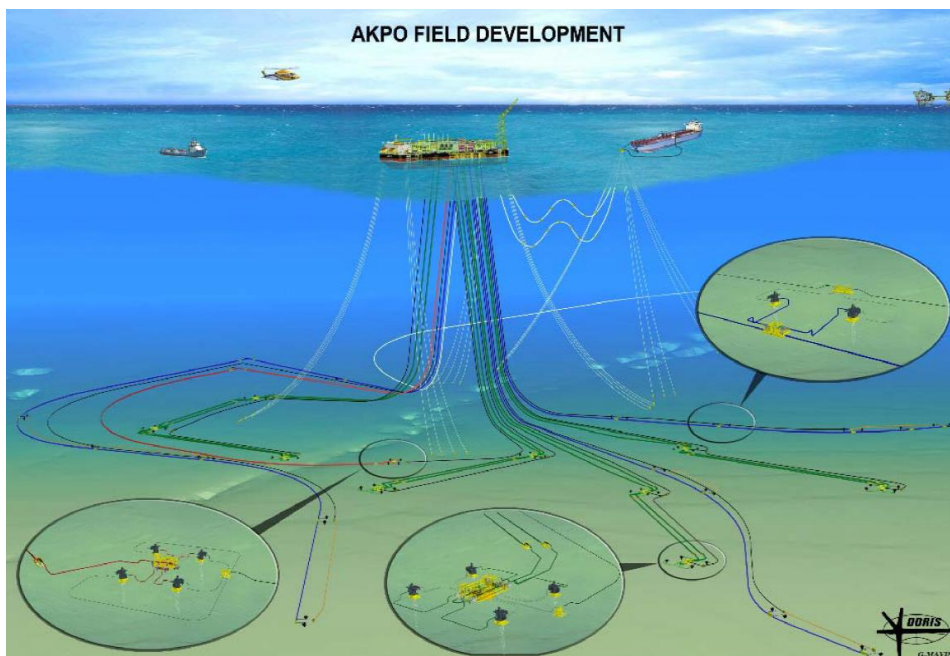


Fig. 1.2 Overall layout of AKPO field(Nelson, 2010)

1.2 기존연구

슬러킹은 해저 생산시스템 내에서 다양한 문제를 유발한다. 이에 슬러킹에 관한 다양한 연구들이 수행되었다. 기존연구는 크게 유가스전 운영 중 발생한 슬러킹 분석, 슬러킹 예측모델 개발, 상용 프로그램을 이용한 슬러킹 시뮬레이션으로 나눌 수 있다. 각 연구는 적용조건과 한계점이 있으며 그 내용은 아래와 같다.

1.2.1 유가스전 내 슬러킹 발생 분석

Farghaly(1987)는 아부다비의 Upper Zakum 필드 내 유동라인(flowline)과 라이저 시스템에서 슬러킹 발생에 대해 실험하고 분석하였다. 실험에는 6, 8, 10 in의 지름, 2,000~3,000 ft 길이의 유동라인과 12 in 지름, 63~107 ft 길이의 라이저가 이용되었다. 액체유량은 100~19,000 bpd, GOR은 50~320 scf/STB의 범위를 분석하였다. 분석결과 높은 유량으로 오일을 생산하면 슬러킹 발생은 감소하고, 유동라인의 길이가 길어지면 그 주기가 길어졌다. 이는 현장에서 실제 유가스전에서 실험했다는 점에서 다른 실험 논문들에 비해 신뢰성이 높다. 그러나 특정필드의 생산조건만 분석하였기 때문에 다른 생산조건에 대한 적용이 힘들다.

Takei 등(2010)은 서부 아프리카 해에 위치한 Chingeutti 필드 내 flowline과 라이저 시스템에서 발생하는 슬러킹을 평가하고 유동안정성을 제고할 수 있는 방법을 제안하였다. 유동안정성을 무차원 수인 Stability Index(안정성지수)를 식 (1.1)을 이용하여 평가하였다(Table 1.3). 또한 유동 불안정성을 평가하기 위해 슬러킹의 특성 중 하나인 슬

러그 주기를 이용하였다(Table 1.4). 그러나 안정성지수와 슬러그 주기의 정량적 기준에 대한 구체적인 근거를 제시하지 않고 적용하였다는 한계가 있다.

$$Stability\ Index = \frac{(Mass\ Liquid\ Flow - Minimum\ Liquid\ Flow)}{Average\ Liquid\ Flow} \quad (1.1)$$

Table 1.3 Criteria of Stability Index(Takei 등, 2010)

Stability Index	Stability
1~2	Stable
2~3	Moderately unstable
3~	Highly unstable

Table 1.4 Criteria of severity of the flow instabilities(Takei 등, 2010)

Slug frequency, 1/hr	Characteristics of the slugs
< 80	Low frequency slugs
> 80	High frequency slugs
Average slug length, m	Characteristics of the slugs
< 125	Multiple short slugs
> 125	Multiple long slugs

본 연구에서는 상용 프로그램인 OLGA를 이용하여 넓은 범위의 가스유량, GOR, 유체온도 조건에 대해 6 in 내경의 라이저 내 슬러깅 발생을 시뮬레이션하였다. 그 결과를 바탕으로 다양한 생산조건 하의 해저유가스 생산 시 라이저 내 슬러깅 발생유무를 판별할 수 있는 정량적인 가이드라인을 제시하였다.

1.2.2 슬러깅 예측모델링

라이저 내 슬러깅 발생에 대한 수치적인 모델링 시에는 생산조건에 따른 다양한 관련 인자들을 계산한다. 다음의 연구들은 이와 관련된 모델들을 제시하였다.

Yocum(1973)은 severe 슬러깅을 예측할 수 있는 차트 및 수학적 모델을 개발하였다. 이는 severe 슬러깅의 모델링에 대한 최초의 연구이나 적용할 수 있는 유량범위가 매우 좁고, 검증에 사용한 실험데이터가 적어 모델의 신뢰성이 낮다는 한계가 있다.

Schmidt 등(1980)은 severe 슬러깅을 예측할 수 있는 이론모델을 개발했고, 이를 등유와 공기를 이용한 실험을 통해 검증하였다. Taitel(1986)은 라이저 내 유동이 안정될 수 있는 조건을 수리적인 슬러깅 모델을 이용하여 제시하였다. 유동안정성은 파이프라인 길이가 길어지면 낮아지고, 라이저 길이가 증가하면 높아지며 분리기의 압력이 충분히 높으면 severe 슬러깅을 방지할 수 있다는 결론을 제시하였다.

Brill 등(1981)은 알래스카의 Prudhoe bay 필드 내에서 29회의 테스트를 시행하여 슬러그 속도, 부피, 액체부피비(liquid holdup)를 계산할 수 있는 모델을 개발하였다. Malekzadeh 등(2012)은 라이저 내 유동안정성을 판별할 수 있는 모델을 개발했고, 이를 공기와 물을 이용한 실험데이터 및 OLGA로 검증하였다. 그러나 이들의 모델들은 가스밀도, Z factor, 초크계수 등 필요한 정보가 많고, 생산 전에는 이러한 정보들을 모두 알기 힘들다는 한계가 있다.

본 연구에서는 유가스 개발 전후의 의사결정 시 주요하게 사용되는 생산 관련 인자인 가스유량, GOR, 유체온도를 기준으로 라이저 내 슬러깅 발생유무를 판별할 수 있는 가이드라인을 제안하고자 한다.

1.2.3 상용프로그램을 이용한 슬러깅 시뮬레이션

Burke와 Kashou(1996)는 서부 아프리카해에 위치한 필드에 대한 슬러깅 크기 및 부피를 상용프로그램인 OLGA를 이용하여 예측하였다. 일반적으로 E&P 업계에서는 슬러깅 관련 연구 시 OLGA를 이용한다.

Courbot(1996)은 OLGA를 이용하여 북해의 Dunbar 필드의 유동영역(flow regime)을 분석하였다. 또한 severe 슬러깅 방지를 위한 운영전략 및 컨트롤 시스템을 TOTAL(社)에 제시하였다. 이는 현장에서 성공적인 severe 슬러깅 제어를 수행하였으나, 유동영역과 severe 슬러깅 발생조건에 대한 체계적 분석은 이루어지지 않았다.

Henriot 등(1999)은 북해의 Dunbar 필드 내 severe 슬러깅을 TACITE 코드를 이용하여 모델링하였다. TACITE 코드는 TOTAL(社)에서 개발한 시뮬레이터로, 이를 이용한 슬러깅 분석은 시간이 오래 걸리기 때문에 목적 필드 조건에 대해서만 분석이 이루어졌다.

Havre와 Dalsmo(2001)은 Hod-Valhall flowline 내 severe 슬러깅에 대해 현장 테스트, OLGA를 이용한 분석 및 active feedback control을 이용하여 제어모델을 개발하였다. 제어모델 검증 시에는 두 가지 입구조건을 사용하였다. 이는 유량이 $6,000 \text{ Sm}^3/\text{d}$, GOR이 $125 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3\text{일}$ 때와 유량이 $2,000 \text{ Sm}^3/\text{d}$, GOR이 $250 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3\text{일}$ 때이다. 생산 시 watercut은 0으로 가정하였다. 시뮬레이션 결과 GOR이 더 높은 경우 슬러깅 사이클의 양상이 terrain 슬러깅과 비슷해지며 액체유량이 0인 시간이 길어지는 경향을 얻었다. 그러나 이는 GOR과 유량 모두 변화시킨 결

과이기 때문에 변인통제가 제대로 이루어지지 않았다. 또한 두 가지 케이스만 분석하였기 때문에 일반적인 결론을 내리기 어렵다.

본 연구에서는 다양한 필드 생산조건을 참고하여 넓은 범위의 가스 유량, GOR, 유체온도 조건에 대한 슬러깅 발생유무를 판별할 수 있는 가이드라인을 제시하고자 한다.

제 2장 이론적 배경

2.1 파이프 내 다상유동영역

다상유동은 파이프 내 여러 상의 유체가 흐르는 것으로, 이때 단상과 달리 다양한 유동영역이 나타난다. 다상유동은 유동영역을 이용하여 서술하는 것이 일반적이다. 유동영역을 판별할 때는 겉보기 가스속도와 겉보기 액체속도로 도시되는 유동영역지도(flow regime map)를 가장 많이 사용한다(Fig. 2.1). 유동영역은 파이프의 기하, 유량, 압력 등 조건에 따라 달라지며 유동영역이 변화하는 주요 메커니즘은 가스 속도가 증가하면 압력이 낮아지는 베르누이 효과이다(Bratland, 2010). 다상유동 하의 압력강하나 유량 등 유동 관련 인자들을 계산할 때는 유동영역에 따라 다른 식들을 사용하므로 이를 정확하게 판별하는 것은 중요하다.

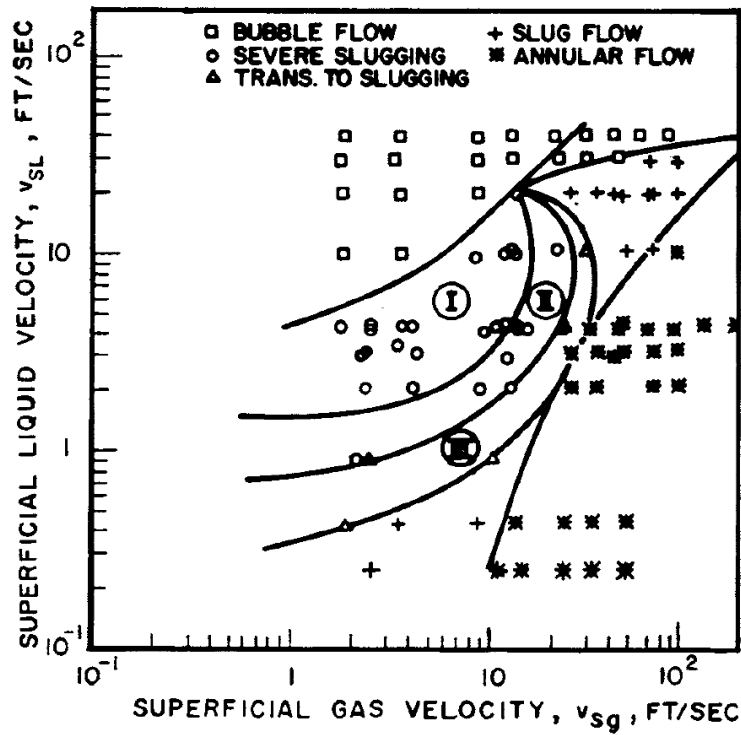


Fig. 2.1 Riser flow regime map with -5° pipeline inclination
(Schmidt 등, 1980)

2.1.1 수평 파이프 내 다상유동영역

수평 파이프에서 나타나는 다상유동영역은 총 여섯 가지로, 이는 dispersed bubble flow, annular flow, elongated bubble flow, slug flow, stratified flow, stratified wavy flow이다(Fig. 2.2). 유동패턴에 대한 명칭은 문헌마다 조금씩 차이가 있으나, 본 연구에서는 Bratland(2010)가 사용한 명칭을 사용하였다.

Dispersed bubble flow는 액체유량이 높을 때 적은 양의 가스버블들이 액체 내에 실려서 유동하는 유동이다. Annular flow는 dispersed bubble flow와 반대로 가스유량이 높고 액체유량은 적거나 중간 수준이며 파이프의 경사가 클 때 주로 발생한다. 이는 disperse bubble flow와 다르게 액체가 파이프 벽을 필름처럼 덮고 있는 유동이다.

Stratified flow는 하방경사나 수평 파이프 내에서 전체 유량이 상대적으로 적을 때 나타난다. 만약 유량이 높아져서 가스속도가 빨라지면 액체와 가스 상 사이의 경계면이 불안정해지며 stratified wavy flow가 된다. 만약 유동이 더욱 불안정해지면 slug flow나 elongated bubble flow로 변하게 된다. Elongated bubble flow는 액체방울이 annular flow 보다는 크지만 slug flow보다는 작은 유동이다.

수평 파이프 내 유동영역지도를 보면 slug flow는 겉보기 액체속도가 중간 수준일 때 나타난다(Fig. 2.3). 그러나 이는 intermittent flow로 표현되는 elongated bubble flow, slug flow, churn flow가 모두 포함된 것이다. 따라서 slug flow만의 특성은 자세하게 분석할 수 없다.

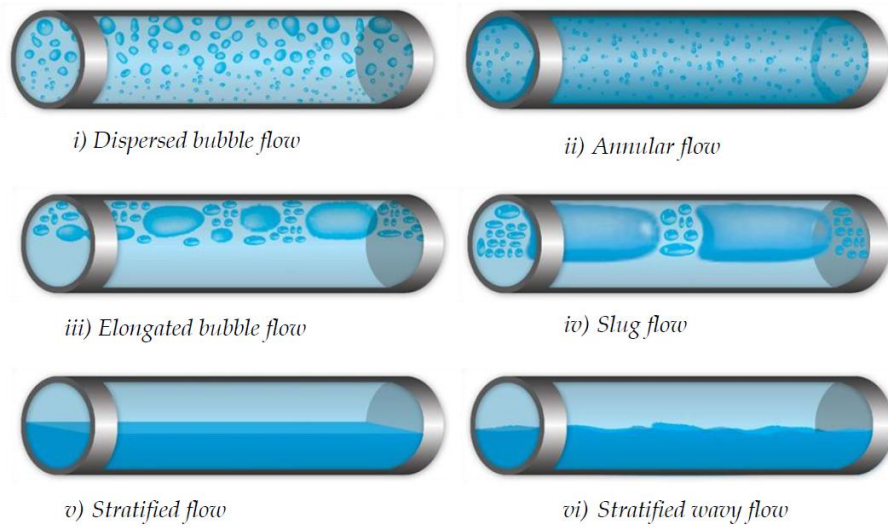


Fig. 2.2 Gas-liquid flow regimes in horizontal pipes(Bratland, 2010)

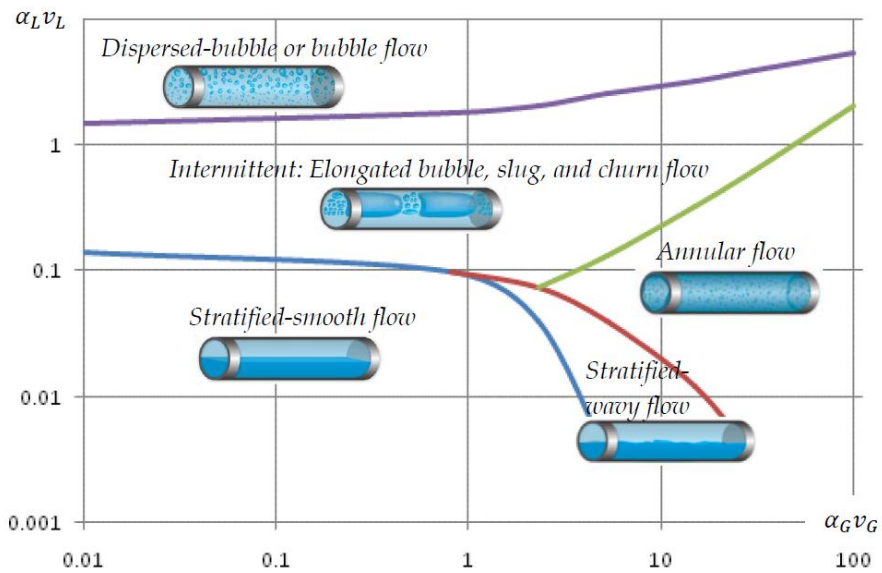


Fig. 2.3 Example of steady-state flow regime map for a horizontal pipe(Bratland, 2010)

2.1.2 수직 파이프 내 다상유동영역

수직 파이프에서 나타나는 다상유동영역은 총 다섯 가지로, 이는 dispersed bubble flow, slug flow, churn flow, annular flow, annular flow with droplets이다(Fig. 2.4). 수직 파이프 내 유동패턴은 수평 파이프 내에서 발생하는 것들과 비슷하나, 중력으로 인해 stratified flow가 나타날 수 없다는 점이 다르다.

수직 파이프 내 dispersed bubble flow는 수평 파이프에서 나타나는 것과 동일한 유동패턴이다. Annular flow는 수평 파이프 내에서 나타나는 것과 달리 파이프 내벽에 액체 필름만 존재하고 가스유동 내에 액체 방울은 없는 유동이다. Annular flow with droplets는 수평 파이프 내 annular flow와 마찬가지로 파이프 내에 액체 방울들이 함께 유동하는 패턴이다. Churn flow는 slug flow에서 가스량이 증가하여 액체 슬러그가 짧아지고, 그 모양이 일정하지 않아 gas와 액체 상 간 경계가 모호한 유동이다(Bratland, 2010).

수직 파이프 내 유동영역지도를 보면 slug flow는 겉보기 가스속도가 중간 수준이고 겉보기 액체속도가 중간 수준일 때까지 나타난다(Fig. 2.5). 이와 같이 유동영역지도는 유동패턴의 전반적인 변화 트렌드를 보는데 유용한 도구이다. 그러나 아직까지 모든 직경, 경사, 그리고 유체 특성 등에 대한 전반적인 특성을 나타내어 쉽게 사용할 수 있는 유동영역지도는 없다. 유동영역지도들은 파이프라인 내 한 지점에서 한 가지의 유체 데이터를 이용한 특정 상황에 대해 만들어졌다. 따라서 다른 데이터나 생산 상황에서는 유동패턴을 판별할 수 없다(Bratland, 2010).

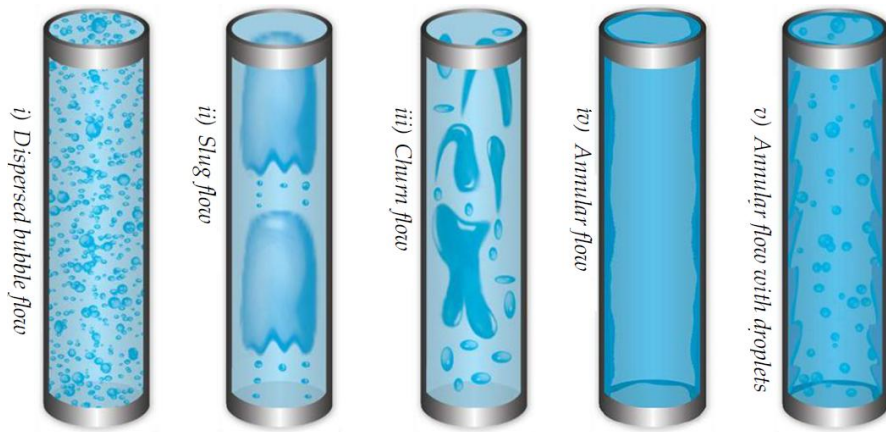


Fig. 2.4 Gas-liquid flow regimes in vertical pipes(Bratland, 2010)

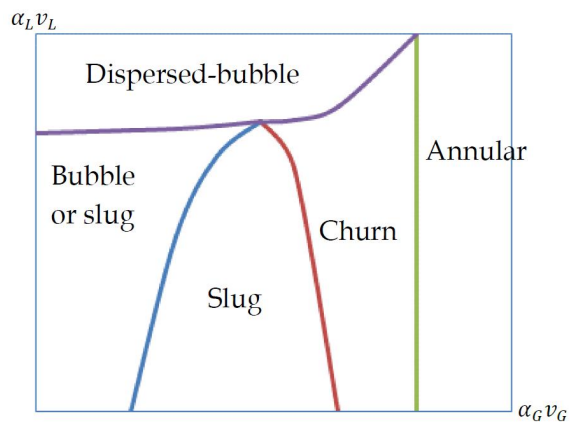


Fig. 2.5 Typical vertical flow regime map(Bratland, 2010)

2.2 슬러깅

2.2.1 슬러깅의 정의

Slug flow는 불규칙적으로 변하는 주기에 따라 액체 슬러그가 큰 가스 버블과 교대로 흐르는 유동영역이다(Issa와 Kempf, 2003). 이 때 액체 슬러그들을 분리하는 큰 가스버블들을 Taylor bubble이라 부른다. 슬러그 내 대부분의 가스 상은 Taylor bubble에 집중되어 있다. Taylor bubble은 수직 유동에서는 대칭적인 총알 모양이지만, 수평이나 기울어진 파이프 내의 경우 액체 필름 위에서 흐른다(Bratland, 2010).

Fig. 2.6의 슬러그 예시에서 l_s 는 액체 슬러그의 길이, l_T 는 Taylor bubble의 길이, 그리고 l_{s+T} 는 전체 슬러그 단위의 길이이다. Slug flow는 유동영역의 한 종류로 사용되는 용어이며, 본 연구에서 액체 슬러그가 나타나는 유동현상 자체는 슬러깅이라 명한다. 슬러깅은 해저 네트워크에서 발견되는 불안정한 다상유동으로 액체, 가스, 물 상들의 유량이 크게 변화하는 현상이다(Calvert와 Davis, 2010).

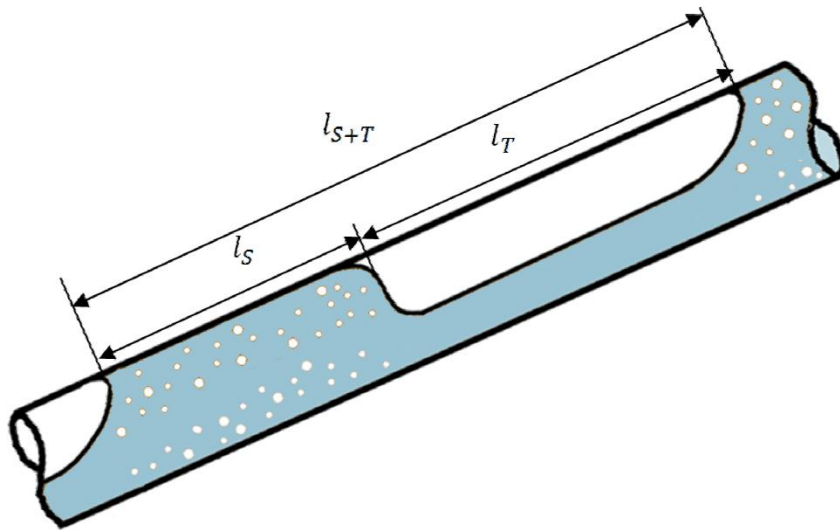


Fig. 2.6 Schematic model for slug train an in inclined pipe(Bratland, 2010)

2.2.2 슬러깅의 종류

슬러깅은 발생 위치나 그 정도에 따라 hydrodynamic, terrain, severe, density wave 슬러깅으로 분류할 수 있다(Calvert와 Davis, 2010; Bratland, 2010; Kjeldby, 2010; Baliño, 2014). Hydrodynamic 슬러깅은 수평이나 수평에 가까운 파이프 내에서 나타난다. Terrain 슬러깅은 수평 파이프에서 V 모양의 지역적인 경사변화가 있을 때 발생한다. Severe 슬러깅은 라이저 내에서 발생하는 슬러깅이며 유동형태에 따라 세 단계로 분류된다. Density wave 슬러깅은 케이싱, 튜빙과 같이 유가스정 내에서 발생하는 슬러깅을 의미하며 발생위치에 따라 casing heading과 tubing heading으로 나뉜다. 여기서 heading이란 장비 내 가스 축적으로 인한 불안정한 생산현상을 의미한다.

그 외에 유동라인 운영작업으로 인해 발생하는 슬러깅 종류도 있다. 유동라인 내에서 피깅(pigging)을 실시 할 경우 대부분의 액체가 피그(pig)앞에 액체슬러그 형태로 밀려나오게 된다. 생산중지 후 유동라인 내에 남아 있는 액체들을 배수하는 경우나 생산 재시작 시 라인의 낮은 부분에 축적되어 있던 액체가 유출되면서 슬러깅이 나타날 수 있다. 또한 유량을 높이거나 낮출 때 라인 내 액체비율이 바뀌면서 슬러깅이 나타날 수 있다. 이러한 슬러깅들은 관련 작업으로 발생되므로 슬러깅 앞에 원인이 되는 운영작업을 붙여서 명한다. 예를 들어 피깅으로 인한 슬러깅은 피깅 슬러깅이라 한다(Irmann-Jacobsen, 2012).

2.2.3 슬러깅의 특징

슬러깅은 파이프라인 내 탄화수소 유체이송, 지열발전 시 증기 및 물 생산, 원자로의 비상 냉각, 반응기 내 가스와 액체 간 열과 물질 전달 등 많은 공학분야에서 나타난다(Fabre와 Liné, 1992). 슬러깅의 가장 큰 특징은 시간에 따라 그 변화가 크다는 점이다. 이는 다음과 같은 원리에서 설명할 수 있다. 슬러그가 움직일 때 Taylor bubble 아래의 액체필름은 상대적으로 더 느리게 움직인다. 이때 뒤쪽의 빠른 액체 슬러그가 앞의 액체필름과 합쳐지며 더 빠르게 움직인다. 이와 같은 특징으로 인해 슬러깅을 정확하게 시뮬레이션하는 것은 어렵다(Bratland, 2010).

앞에서 언급한 네 가지 슬러깅의 종류별 특징은 다음과 같다. Hydrodynamic 슬러깅은 유동의 불안정성으로 인해 액체상 표면의 파동이 커져서 액체상의 높이가 파이프 내를 채울 만큼 높아질 때 나타나는 유동이다. 이는 다른 슬러깅 종류에 비해 상대적으로 슬러그의 길이가 짧은 경향이 있다. 일반적으로 그 길이는 파이프지름의 500배 이하이다(Bratland, 2010).

Terrain 슬러깅은 흔히 유동라인 내 경사에서 생긴다. 가스가 위쪽으로 경사진 파이프를 통과하면 자연적인 상승효과(gas lift)가 나타난다. 이 때 유동이 불안정하게 되면 terrain 슬러깅이 나타난다. Terrain 슬러깅은 수백 미터의 길이를 가질 수 있으며, 몇 시간단위의 주기를 가질 수 있다(Bratland, 2010; Kjeldby, 2010).

Density wave 슬러깅은 가스 리프트(gas lift)가 사용되는 유정에서

공저압이 저류층 압력과 비슷할 때 나타난다. 주입 가스유량이 일정해도 저류층에서 흘러나오는 액체양이 불규칙적이므로 이는 유정 내 액체부피비를 변화시킬 수 있다. 이러한 변화로 인한 유동이 density wave 슬러깅을 유발한다. 이는 수두압에 영향을 주면서 저류층에 영향을 줄 수 있다(Calvert와 Davis, 2010).

Casing heading은 주입밸브 내 가스유동이 준임계(subcritical) 조건일 때 발생한다. 준임계 유동 조건은 튜빙 내 압력 변화가 애놀러스 내 압력에 영향을 미친다. 이는 애놀러스 내 압축 가능한 부피와 케이싱 내 부피가 연결되어 casing heading이 발생하게 한다. 만약 주입 밸브 내 가스 유동이 임계(critical) 조건이면 튜빙 내 압력 변화는 애놀러스 내 압력에 영향을 미치지 않는다(Kjeldby, 2010).

Tubing heading은 casing heading보다는 일반적으로 그 빈도가 더 적게 나타난다. 이는 주입 가스유량이 일정하여 주입밸브가 임계 조건이더라도 저류층에서 나오는 액체양이 불규칙하여 생기는 현상이다(Kjeldby, 2010).

2.2.4 슬러깅으로 인한 문제

슬러깅은 파이프 및 생산 설비에 다양한 문제를 일으키며 대표적인 문제들은 다음과 같다(Aaomo 등, 2005; Sarica와 Tengesdal, 2000; Fard 등, 2006; Bratland, 2010; Ogazi 등, 2010).

- 압력변화로 인한 파이프 진동
- 유량과 압력 변화로 인한 프로세스 설비의 부담
- 갑작스러운 높은 유량으로 인한 분리효율 저하
- 하이드레이트 생성 가능성 증가
- 높아진 액체속도로 인한 파이프 내 부식 가속
- 유동라인-라이저 시스템 내 유량변화로 인한 생산량 감소
- 공저압 변화로 인한 저류층 손상
- 플랫폼 수리나 생산중지

이 중 하이드레이트 생성 가능성이 높아지는 이유는 슬러깅 주기 중 파이프 내 가스의 함량이 높을 때 가스의 열량용량이 낮아 파이프 내부가 빨리 식기 때문이다.

2.2.5 상용프로그램 내 슬러깅의 정의

슬러깅 시뮬레이션을 할 수 있는 상용프로그램으로는 Schlumberger(社)의 PIPESIM, OLGA, Aspentech(社)의 ProFES, 그리고 Simulation Science(社)의 TACITE가 있다. PIPESIM과 같은 정상상태 다상유동 시뮬레이션 소프트웨어는 유동라인과 라이저 내의 hydrodynamic 슬러그 분포를 계산할 수 있다. 그러나 OLGA와 ProFES만이 비정상상태 다상유동 시 유동라인 내 액체부피비, terrain 슬러깅, 생산시작과 생산중지과 같은 운영으로 인한 슬러깅을 계산할 수 있다(Bai와 Bai, 2005). 본 연구에서는 슬러깅 시뮬레이션 시 E&P 업계에서 가장 많이 사용하는 상용프로그램인 OLGA를 이용하였다. OLGA는 실험을 통해 얻은 여러 모델들을 사용하여 추계학적인 슬러그 발생을 모사할 수 있다.

OLGA에서 정의하는 슬러깅은 그 생성원리에 따라 level 슬러그와 hydrodynamic 슬러그 두 가지 옵션으로 나뉜다. 전자는 파이프 내 액체부피비 변화가 생기거나 파이프 기하변화에 따른 슬러그를 계산하는 옵션이다. 후자는 stratified flow나 annular flow에서 slug flow로 유동패턴이 변할 때 파이프 기하와 상관없이 유체역학적 변화로 인한 슬러그를 계산하는 옵션이다.

2.3 Severe 슬러깅

Severe 슬러깅은 유동라인-라이저 시스템 내에서 라이저 하부에 액체슬러그가 쌓여 가스가 축적됨에 따라 생기는 불안정한 유동이다. Severe 슬러깅의 가장 큰 특징은 유동 사이클을 반복하는 것이다. 이는 Fig. 2.7과 같이 슬러그 생성, 슬러그 생산, 가스버블 침투, 가스배출의 과정을 가진다(Fabre 등, 1990). 슬러그 생성단계에서 라이저 하부에 액체가 축적되기 시작한다. 다음으로 슬러그 생산단계에서 액체슬러그가 라이저 전체를 채운다. 가스버블 침투 단계에서 라이저 하부를 통해 가스버블들이 통과하기 시작하면서 액체유동이 가속된다. 마지막으로 가스배출 단계에서 라이저 내 액체슬러그들이 모두 생산된다.

Severe 슬러깅은 라이저 내 유동영역에 따라 세 부류로 나뉜다. Severe Slugging 1(SS1)은 액체슬러그의 길이가 라이저 보다 길고 최대 파이프라인 압력이 라이저의 수두압과 같을 때 발생한다. 액체슬러그의 길이는 라이저 길이의 몇 배가 될 수 있다. 이는 파이프 지름의 20배 정도 되는 일반적인 슬러그 유동의 슬러그 길이에 비해 긴 것이다(Pots 등, 1987). 따라서 SS1은 지속적으로 라이저 전체를 막히게 한다.

Severe Slugging 2(SS2)는 액체슬러그의 길이가 라이저보다 짧아서 라이저 하부에 간헐적으로 가스가 침투할 때 발생하는 severe 슬러깅 종류이다. 이는 라이저의 일부만을 막히게 한다.

Severe Slugging 3(SS3)은 라이저 하부에 지속적으로 가스가 침투하여 시각적으로는 일반적인 슬러그 유동과 비슷해 보인다. 그러나 압력,

슬러그 길이, 주기 등이 짧은 주기와 작은 진폭을 가진 SS1과 비슷하다.

Severe 슬러깅은 다른 슬러깅 현상에 비해 높은 압력과 유량 변화를 유발하므로 큰 문제가 된다. 특히 라이저 하부의 압력이 높아져 유량이 감소하고, 높아진 백압력이 유가스정의 생산성을 저해할 수 있다 (Park과 Nydal, 2014).

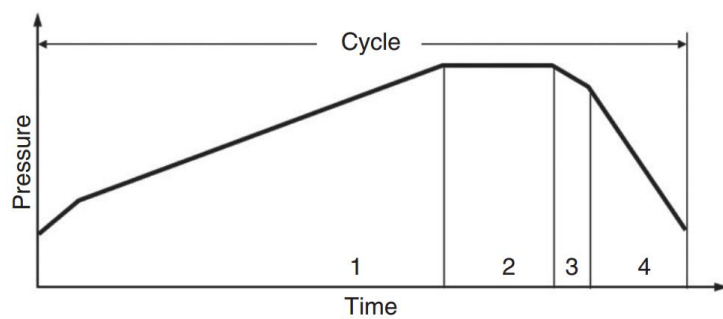
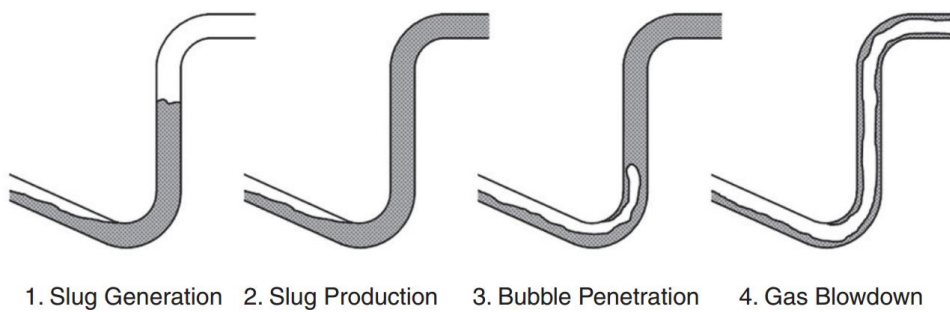


Fig. 2.7 Typical cycle of severe slugging(Park과 Nydal, 2014)

제 3장 라이저 모델 및 생산조건

3.1 라이저 모델

본 연구에서는 심해 라이저 내 유가스 생산 시 슬러깅 발생을 시뮬레이션하였다. 이에 시뮬레이션을 위한 라이저 모델을 구축하였다. 라이저 모델을 선정하기 위해 본 연구에서는 미국 멕시코 만의 유가스 생산 시의 수심을 참고하였다. 미국 정부의 기준에 따르면 심해(deepwater)는 1,000 ~ 5,000 ft 범위의 수심에 해당된다(Table 1.1). 본 연구에서는 그 평균수심인 3,000 ft를 유가스 생산환경으로 설정하였다. 또한 3,000 ft의 수심에서 사용되는 최적의 생산플랫폼은 TLP 및 SPAR 플랫폼이다(Fig. 3.1). 따라서 본 연구에서는 TLP 및 SPAR 플랫폼에서 사용되는 라이저인 top-tensioned 라이저, 즉 수직 라이저 모델을 택하였다(Fig. 3.2). 라이저의 거칠기는 OLGA의 기본 설정 값인 0.00005 m를 사용하였다.

라이저의 내경은 실제 유가스전 운영에 관한 문헌조사를 통해 많이 사용되는 내경 중 하나를 택하였다(Brill 등, 1981; Burke와 Kashou, 1996; Havre와 Dalsmo, 2001; Courbot, 1996; Farghaly, 1987; Omowunmi 등, 2013; Table 3.1). 문헌 중 유동라인의 내경의 경우 다섯 가지 사례가 있었으나 라이저의 내경은 두 가지 사례만이 있었다. 따라서 기타 자료를 통해 심해에서 사용되는 라이저의 내경을 조사하였으며, Fig. 3.3에서 수심 3,000 ft에서 많이 사용되는 라이저 내경은 4~16 in 범위인 것을 확인하였다. 라이저 내경이 클 경우 더 많은 유가스를 생산할 수 있어 시뮬레이션 시 더 넓은 범위의 유량에 대해 고려해야 한다.

따라서 본 연구에서는 시뮬레이션 시간에 대한 고려를 통해 많이 사용되는 라이저 내경 중 하나인 6 인치를 택하였다.

앞에서 고려한 내용을 바탕으로 OLGA 내 유동라인-라이저 모델을 만들면 Fig. 3.4와 같다. 유동라인의 경우 라이저와 같은 내경을 가진 파이프를 가정하였으며, 수평에서 수직으로 이어지는 프로파일을 고려하기 위해 Fig. 3.5와 같은 기하로 구성하였다. 시뮬레이션 시 라이저는 총 100개의 섹션으로 나누어 계산하였다. 또한 앞서 Taitel(1986)의 연구에서 수평 유동라인이 길어지면 유동안정성이 낮아져 이로 인한 슬러깅이 발생할 확률이 높아지는 것으로 나타났다. 본 연구에서는 수평 유동라인에서 발생하는 슬러깅은 연구범위가 아니므로 라이저와 연결된 유동라인은 라이저 한 섹션의 길이와 같은 30 ft로 설정하였다.

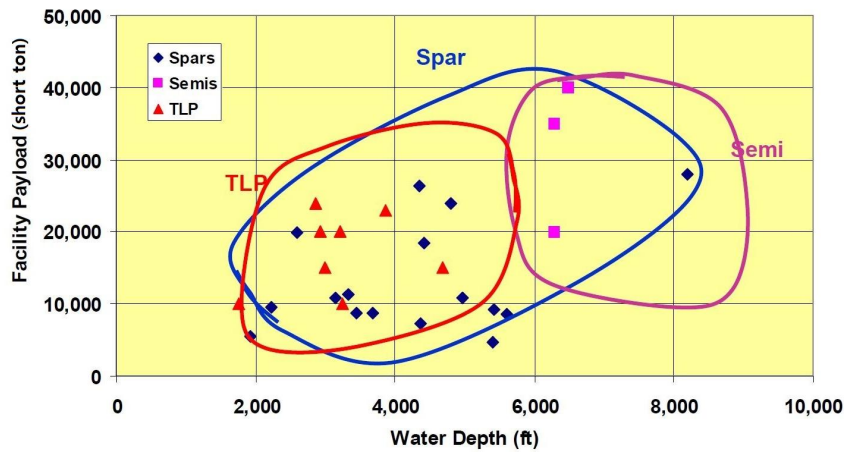


Fig. 3.1 Optimum application ranges of deepwater structures
(FloaTEC, 2006)

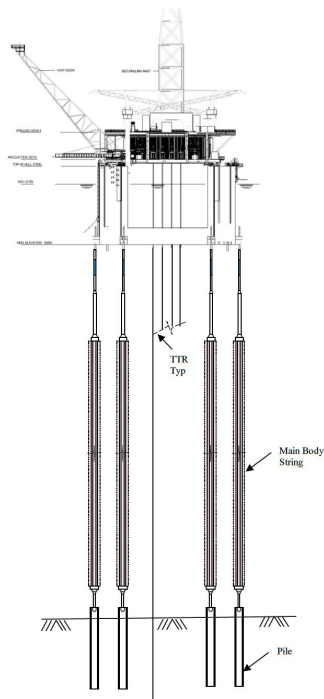


Fig. 3.2 TLP elevation view(Yu, 2013)

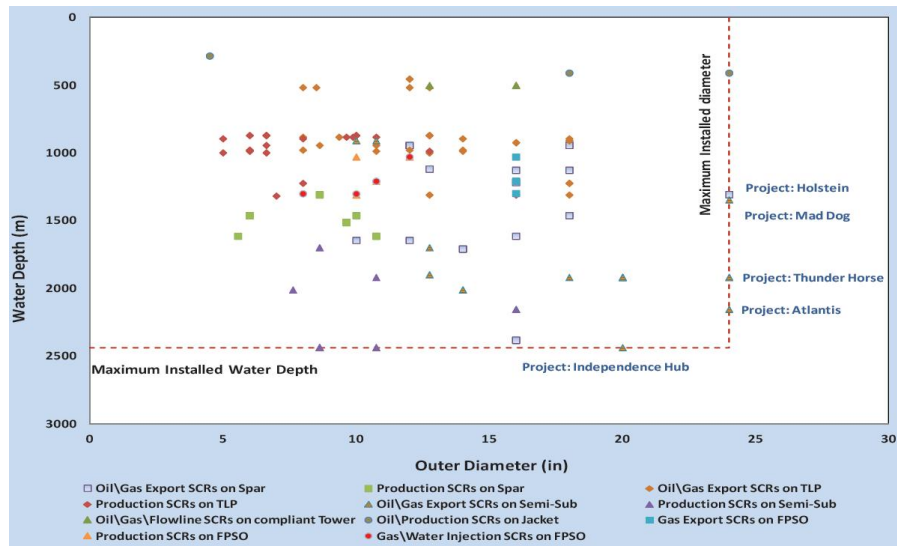


Fig. 3.3 Representative examples of steel catenary risers
(Wood Group Kenny, 2015)

Table 3.1 Summary of riser and flowline configurations from field data (Brill 등, 1981; Burke와 Kashou, 1996; Habre와 Dalsmo, 2001; Courbot, 1996; Farghaly, 1987; Omowunmi 등, 2013)

Field	Riser length(<i>ft</i>)	Riser diameter(<i>in</i>)	Flowline diameter(<i>in</i>)
Prudhoe bay field	21	–	16, 12
West Africa offshore	122	6.57	7.2
Hod-Valhall pipeline	278.9	–	12
Dunbar-Alwyn pipeline	656.2	–	16
Upper Zakum	63~107	10	6, 8, 10, 12
Egina	5,085	–	–

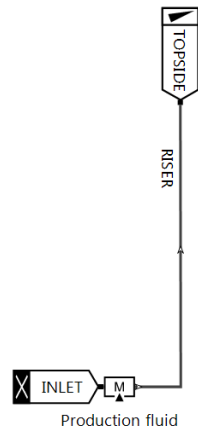


Fig. 3.4 OLGA model

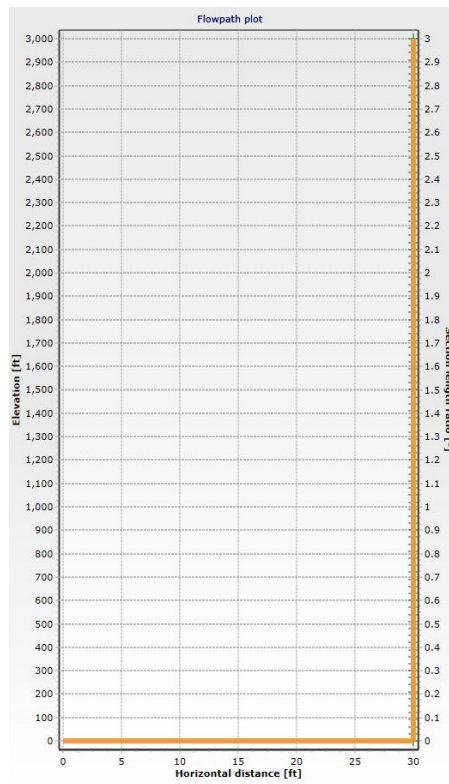


Fig. 3.5 Flowline-riser geometry

3.2 생산유체 조성

생산유체는 Schlumberger(社)의 ECLIPSE 프로그램 내 데이터베이스를 참조하여 그 조성을 구성하였다. 유가스는 일반적으로 저팽창 석유(black oil), 고팡창 석유(volatile oil), 역행성가스(retrograde gas), 습성가스(wet gas), 건성가스(dry gas)의 다섯 가지 종으로 분류되며, 본 연구에서는 그 분류 기준으로 McCain의 가이드라인을 사용하였다.

McCain(1994)은 GOR과 헵탄 이상의 탄화수소 mol%을 기준으로 다섯 가지 유가스 종을 분류하였다(Table 3.2). 본 연구에서 사용한 다섯 가지 유가스 종의 대표 조성은 헵탄 이상의 탄화수소 mol%와 시뮬레이션하여 계산한 GOR값을 McCain의 기준과 비교하였을 때 분류기준에 모두 부합함을 확인하였다(Table 3.3).

앞서 2장에서 소개한 유동영역지도의 경우 생산상황에 따라 변하는 유체의 조성에 대한 고려가 이루어지지 않았다. 본 연구에서는 GOR을 이용하여 다섯 가지 유가스 종으로 대표되는 전체 유가스 조성이 슬러깅 발생에 미치는 영향을 고려한다.

Table 3.2 Guidelines for fluid type from field data(McCain, 1994)

Fluid types	Initial producing gas/liquid ratio(<i>scf/STB</i>)	$C_7+(mol\%)$
Black oil	~ 1,750	20~
Volatile oil	1,750 ~ 3,200	12.5 ~ 20
Retrograde gas	3,200 ~ 15,000	4 ~ 12.5
Wet gas	15,000 ~ 100,000	0.7 ~ 4
Dry gas	100,000 ~	~ 0.7

Table 3.3 Fluid compositions by hydrocarbon types(ECLIPSE)

Component	Black oil (mol%)	Volatile oil (mol%)	Retrograde gas (mol%)	Wet gas (mol%)	Dry gas (mol%)
N_2	0.34	0.21	0.31	0.25	2.07
CO_2	0.02	0.93	2.37	1.41	0.10
H_2S	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
C_1	34.62	58.77	73.19	92.46	86.12
C_2	4.11	7.57	7.80	3.18	5.91
C_3	1.01	4.09	3.55	1.01	3.58
iC_4	0.76	0.91	0.71	0.28	1.72
nC_4	0.49	2.09	1.45	0.24	0.00
iC_5	0.43	0.77	0.64	0.13	0.40
nC_5	0.21	1.15	0.68	0.08	0.00
C_6	1.61	1.75	1.09	0.14	0.00
C_7	7.36	2.94	1.07	0.11	0.00
C_8	7.92	3.06	1.15	0.11	0.00
C_9	4.90	1.89	0.71	0.06	0.00
$C_{10} \sim C_{12}$	10.21	3.94	1.49	0.14	0.00
$C_{13} \sim C_{14}$	5.15	1.99	0.75	0.07	0.00
$C_{15} \sim C_{16}$	4.13	1.60	0.60	0.05	0.00
$C_{17} \sim C_{18}$	3.32	1.28	0.48	0.04	0.00
$C_{19} \sim C_{21}$	3.78	1.46	0.55	0.04	0.00
$C_{22} \sim C_{25}$	3.44	1.33	0.50	0.03	0.00
$C_{26} \sim C_{30}$	2.63	1.01	0.38	0.03	0.00
$C_{31} \sim C_{38}$	2.04	0.71	0.25	0.03	0.00
$C_{39} \sim C_{80}$	1.41	0.47	0.16	0.02	0.00

3.3 생산조건

유동라인-라이저 모델 내 생산조건은 앞서 조사한 문헌에서 나타난 생산조건을 참고하여 시뮬레이션 범위를 정하였다. 시뮬레이션 시 변수가 되는 가스유량, GOR, 유체온도에 대하여 조사한 문헌에서 나타난 생산조건을 모두 포함하는 범위를 Table 3.4-5와 같이 설정하였다. 이는 가스유량으로 표현하면 0.001~1,000 MMscf/D이며, GOR은 저팽창 석유에 해당하는 0.1 Mscf/STB에서 건성가스에 해당하는 10,000 Mscf/STB, 유체온도는 20~105 °C의 범위이다.

입구 압력은 생산조건에 따라 OLGA에서 계산되며, 출구 압력은 문헌조사에서 150~1,050 psi의 범위를 가지는 것으로 나타났다. 본 연구에서는 출구 압력을 300 psi로 가정하였다. 출구 온도는 파이프 내 단열이 100% 이루어진다는 가정 하에 유체온도, 즉 입구 온도와 같다고 가정하였고 외부 환경인 해수의 온도는 고려하지 않았다. Water cut은 0으로 가정하였으며, 유가스의 밀도, 점도 등은 Table 3.3의 조성을 이용하여 생성한 PVT 데이터에 따라 계산한다.

Table 3.4 Production rates and pressures of fields(Brill 등, 1981;
Burke와 Kashou, 1996; Habre와 Dalsmo, 2001; Courbot, 1996;
Farghaly, 1987; Omowunmi 등, 2013)

Field	Oil rate (<i>STB/D</i>)	Gas rate (<i>MMscf/D</i>)	Inlet pressure (<i>psi</i>)	Outlet pressure (<i>psi</i>)
Prudhoe bay	44,000~97,000 (for 12 in flowline)	-	586~950	551~650
	48,000~143,000 (for 16 in flowline)			
West Africa	5,318	5.351	300	193
Hod-Valhall	~12,000	~5	250	150
Dunbar- Alwyn	20,000~12,000	35.3~45	-	1,030
Upper Zakum	100~19,000	-	900	-
Egina	200,000 (prediction)	0.36 (prediction)	-	-
Simulation	Depends on GOR	0.001~1,000	Depends on conditions	

Table 3.5 Production environments of fields(Table 3.4와 같은 출처임)

Field	Inlet temp. ($^{\circ}\text{C}$)	Outlet temp. ($^{\circ}\text{C}$)	Sea temp. ($^{\circ}\text{C}$)	GOR (<i>Mscf/STB</i>)
Prudhoe bay	49~68	48~62	-56~21	0.8~35
West Africa	83.3	23.9	22	1.006
Hod-Valhall	-	-	-	0.702~1.403
Dunbar-Alwyn	76.85	-	4.85	2.25~2.94
Upper Zakum	91~97	-		0.05~0.32
Egina	40	40	-	0.561~0.842
Simulation	20~105	Assume same as the inlet temp.	Not considering	0.1~10M

3.4 슬러깅 관련 인자

OLGA의 모듈 중 슬러그 추적 옵션(slug tracking)을 사용하면 파이프 내에서 발생하는 슬러그의 특성을 구체적으로 계산할 수 있다. 본 연구에서는 이 모듈을 이용하여 슬러깅에 대한 시뮬레이션을 수행하였으며, 이 때 고려한 슬러깅 관련 인자들은 Table 3.6과 같다.

슬러그 추적 모듈은 두 가지 슬러깅 계산 옵션으로 hydrodynamic 옵션과 level 옵션을 제공한다. 본 연구에서는 두 가지 기능을 모두 사용하여 라이저 내에서 발생할 수 있는 모든 슬러깅을 계산하였다.

Level 옵션을 사용할 때는 bubble void와 slug void 인자를 입력해야 한다. Bubble void는 슬러깅 발생 시의 액체슬러그 앞과 뒤의 Taylor bubble 내 최소 공극비율을 정의하는 인자이다. Slug void는 슬러깅 발생 시 액체슬러그 내 최대 공극비율을 정의한다. 본 연구에서는 bubble void와 slug void에 대해 각각 Kjeldby(2010)가 실험적으로 얻은 값인 0.4046과 0.05를 사용하였다.

Hydrodynamic 옵션을 사용 시에는 slug frequency constant와 delay constant 인자에 대한 고려가 필요하다. Slug frequency constant는 슬러깅 발생주기와 성장속도를 조절하는 값으로, 값이 커질수록 슬러깅 발생 주기가 길어지고 더 짧은 슬러그들이 생성된다. Delay constant는 슬러깅 발생주기를 조절하는 인자로 슬러그 발생 시 최소 시간간격을 파이프지름을 이용하여 나타낸다. 본 연구에서는 slug frequency constant와 delay constant에 대해 각각 기본설정 값인 1과 150을 사용

하였다.

그 외의 슬러깅 관련 인자로 gas entrainment가 있다. 이는 가스버블이나 슬러그 앞쪽에서 액체슬러그로 유입되는 가스를 계산할 때 사용할 관계식을 정의하는 인자이다. 본 연구에서는 슬러그 내 공극에 대한 관계식을 이용하여 계산하는 void in slug 기능을 이용하였다.

Table 3.6 Slug tracking parameters for OLGA

Slugtracking parameter	Value
Bubble void	0.4046
Gas entrainment	VOIDINSLUG
Hydrodynamic	ON
Level	ON
Slug frequency constant	1
Slug void	0.05
Delay constant	150

3.5 기타 조건

OLGA를 이용하여 시뮬레이션 시 계산옵션과 시뮬레이션 시간에 대한 옵션을 입력해야한다. 계산옵션 설정 시에 고려한 인자들은 Table 3.7, 시뮬레이션 시간옵션에 대한 인자들은 Table 3.8과 같다.

계산옵션에 대한 인자들은 총 22개이며, 이 중 본 연구에서 사용한 인자들은 20개이다. 이 중 기본설정을 사용한 인자들은 steady state, flash model, phase, no slip, mass equation scheme, debug information 이다.

시뮬레이션 계산옵션 중 중점적으로 고려한 인자들은 slug void, compositional, debug, table tolerance, hydrodynamic slug, flow model, slug tracking model이다. Slug void는 액체슬러그 내 가스부피비를 계산하는 관계식을 선택하는 인자이다. 이는 유가스 유동계산 시 주로 사용되는 SINTEF의 관계식을 사용하였다. Compositional은 조성 추적 (compositional tracking) 기능의 사용 여부에 대해 설정하는 인자이다. 이 기능은 사용하지 않고 앞서 ECLIPSE 데이터를 이용해 만든 PVT 데이터만을 사용하였다. Debug는 output에 시간간격에 따라 정보 표시여부에 대해 설정한다. 이는 디버깅을 위해 시뮬레이션 관련 모든 정보가 output으로 표시되도록 설정하였다. Table tolerance는 시뮬레이션 시 압력과 온도의 상한 및 하한선을 정의하는 인자이다. 이는 PVT 데이터 내에서 정의된 값들을 따르도록 하였다. Hydrodynamic slug는 slug flow와 dispersed bubble flow에 대한 고려 여부를 결정하는 인자이다. 이는 두 가지 유동 패턴 모두 고려하도록 하였다. Flow model은 동적 유동계

산 시 사용할 모델을 선택하는 인자이다. 본 연구에서는 OLGA HD를 사용하였다. Slug tracking model은 hydrodynamic 슬러깅 발생과 슬러깅 성장 계산 시에 사용할 모델을 선택하는 인자이다. 이는 OLGA 2015를 사용하였다.

그 외에 고려하지 않도록 설정한 인자들은 temperature, drilling, wax deposition, particle flow, tracer tracking, elastic walls, user defined phases and plugin이다.

시뮬레이션 시간옵션에 대한 인자들은 총 14개가 있으며, 이 중 본 연구에서 사용한 인자들은 11개이다. 이 중 기본 설정을 사용한 인자들은 maximum lagging factor, maximum time, minimum time, number of simulation information, run time step again, simulation speed이다.

시뮬레이션 시간옵션 중 중점적으로 고려한 인자들은 dt start, end time, maximum dt, minimum dt, start time이다. Dt start는 시뮬레이션 시 초기 시간간격을 설정하는 인자이다. 본 연구에서는 이를 0.01초로 설정하였다. End time은 계산 종료시간을 설정하는 인자이다. 본 연구에서는 총 하루 동안의 생산 시의 슬러깅 발생에 대해 계산하였다. 일반적으로 슬러깅의 주기는 몇 시간 정도이므로 이는 슬러깅 발생여부를 판단할 수 있는 충분한 시간으로 여겨진다. Maximum dt는 시뮬레이션 시 최대 시간간격을 설정하는 인자이다. 본 연구에서는 100분을 사용하였다. Minimum dt는 최소 시간간격이다. 이는 10^{-10} 초로 설정하여 해가 수렴할 수 있도록 하였다. Start time은 시뮬레이션 시작시간이다. 이는 생산시작인 0 초에서 시작하도록 하였다.

Table 3.7 Option parameters for OLGA

Parameter	Value	Description
Temperature	OFF	Specify the desired temperature calculation option
Steady state	ON	Turns on the initial value of the steady state in the pre-processor
Slug void	SINTEF	Select correlations for determining gas volume fraction in liquid slugs
Compositional	OFF	No compositional tracking, just use the fluid table
Flash model	WATER	Mass transfer between gas-oil and gas-water
Drilling	OFF	No simulation of drilling process
Wax deposition	OFF	No wax deposition
Particle flow	NO	No simulation of particle flow
Phase	Three	Define the number of phases to be simulated
No slip	OFF	Slip between phases is calculated
Mass equation scheme	1STORDER	Discretization scheme used for solving the mass equations
Table tolerance	OFF	The upper and lower limits of pressure and temperature are specified in the fluid tables
Hydrodynamic slug	ON	Consider hydrodynamic slug flow and dispersed bubble flow
Flow model	OLGA HD	The type of flow model to use for dynamic flow
Slugtracking model	OLGA 2015	The type of slugtracking model to use for hydrodynamic slug initiation and slug evolution
Debug	ON	Report all informative messages
Tracer tracking	OFF	No tracer tracking
Elastic walls	OFF	No use of the effect of expanding/contracting walls
User defined phases and plugins	OFF	No use of defined phases and a plugin
Debug information	DEFAULT	Select the information to print

Table 3.8 Integration parameters for OLGA

Parameter	Value	Description
dt start	0.01 sec	Initial time-step
End time	1 day	Simulation end time
Maximum dt	100 min	Largest time-step allowed
Maximum lagging factor	0.3	Define maximum value of a lag factor compared to reference clock expressed in number of timesteps
Maximum time	0	Timetable for changing maximum dt
Minimum dt	10^{-10} sec	Smallest time-step allowed
Minimum time	0	Timetable for changing minimum dt
Number of simulation information	-1	Number of times to print simulation progress information to standard output
Run time step again	TRUE	Recompute the time-step if the first-stage solution is unsatisfactory
Simulation speed	0	Simulate at highest possible speed
Start time	0 second	Simulation start time

3.6. 프로그램 입력 및 출력 인자

OLGA로 시뮬레이션 시 입력한 정보는 유동라인 기하와 길이, 라이저 기하와 길이, 유동라인과 라이저의 거칠기, 출구의 내경, 유체조성, 가스 유량, GOR, water cut, 유체온도, 출구 압력이다(Table 3.5). 시뮬레이션을 통해 계산하여 출력한 인자들은 GOR, 압력 프로파일, 슬러그 길이, 유체밀도, 마찰압력 강하, 액체부피비이다(Table 3.6).

본 연구에서는 0.1~10,000 Mscf/STB의 GOR 범위에 대해서 시뮬레이션하였다. 이때 입력한 GOR값과 파이프 내 유동계산 시 역산된 GOR값이 같다면 탄화수소 유체조성에 맞는 현실성 있는 생산조건이 입력된 것이다. 만약 입력한 GOR값과 역산된 값이 다르다면 탄화수소 유체에 맞지 않는 생산조건이 입력되어 잘못된 해가 얻어진 것이다. 올바른 해를 안정적으로 얻기 위해 다섯 가지 탄화수소 유체조성을 이용하여 GOR에 맞는 PVT 데이터 파일을 입력하였다.

Table 3.9 Input parameters for OLGA

Input parameter	Unit/Value
Flowline geometry(length)	30 ft
Riser geometry(length)	3,000 ft
Roughness	$5e-5 \text{ m}^2$
Inner diameter	6 in
Fluid compositions	–
Gas rate	MMscf/D
GOR	Mscf/STB
Water cut	0
Fluid temperature	°C
Outlet pressure	300 psi

Table 3.10 Output parameters of OLGA

Output parameter	Unit/Value
GOR	Mscf/STB
Pressure profile	psi
Slug length	ft
Fluid density	psi/ft
Frictional pressure drop	psi/ft
Liquid holdup	–

제 4장 슬러깅 발생조건과 영향인자 분석

4.1 슬러깅 발생조건

가스유량, GOR, 유체온도 변화에 따른 슬러깅 발생여부를 분석하기 위해 Table 3.4-5의 생산조건에 대해 시뮬레이션하였다. 세 가지 변인 중 운영자가 조절할 수 있는 인자인 가스유량을 x축으로 하여 결과를 그래프로 나타내면 Fig. 4.1-2와 같다. 전체 결과에 대한 표는 Table 4.1과 같다.

가스유량이 지속적으로 높게 유지되면 가스가 파이프 내 액체를 빠르게 운반하여 슬러그가 생성되지 않을 것이다. 이에 슬러깅이 나타나지 않게 하는 운전조건을 제시할 때는 최소 가스유량을 기준으로 정의한다(Bratland, 2010). 따라서 본 연구에서 슬러깅을 방지할 수 있는 해저 유 가스 생산 가이드라인은 가스유량을 기준으로 설명한다.

시뮬레이션 결과 슬러깅 발생 시 라이저 바닥의 압력이 슬러그의 움직임에 따라 변화함을 확인하였다(Fig 4.3). 또한 시간이 지남에 따라 슬러그가 주기적으로 라이저 바닥에서 누적되는 특성을 확인하였다(Fig 4.4). 또한 액체 슬러그의 본체는 1에 가까운 액체부피비 값을 가지는 반면 액체슬러그의 앞과 뒤는 비교적 낮은 값을 가진다. 이와 같은 성질로 인해 액체부피비 그래프에서 개별 슬러그를 확인할 수 있다(Fig. 4.5). 슬러깅이 발생하지 않을 때에는 유체의 정수압 변화가 없으므로 라이저 바닥의 압력이 일정하였다(Fig 4.6).

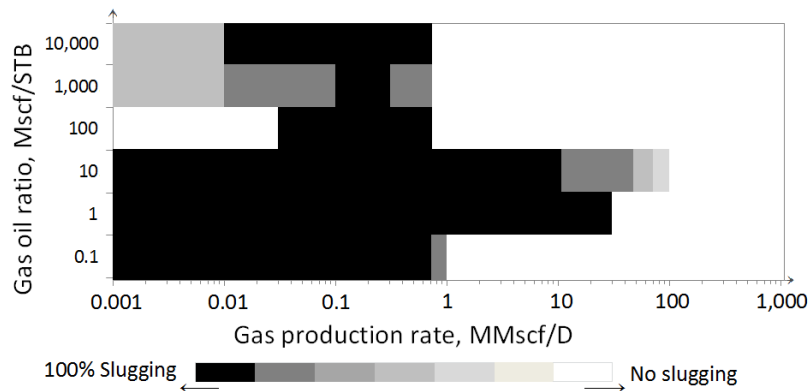


Fig. 4.1 Slugging probability map for various gas oil ratios

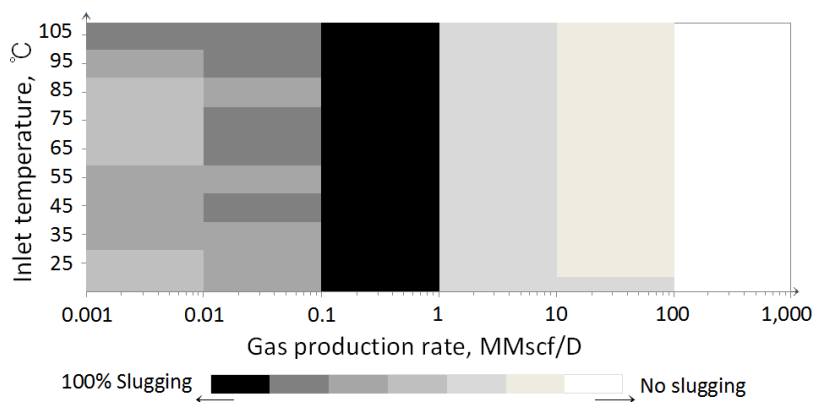


Fig. 4.2 Slugging probability map for various temperatures

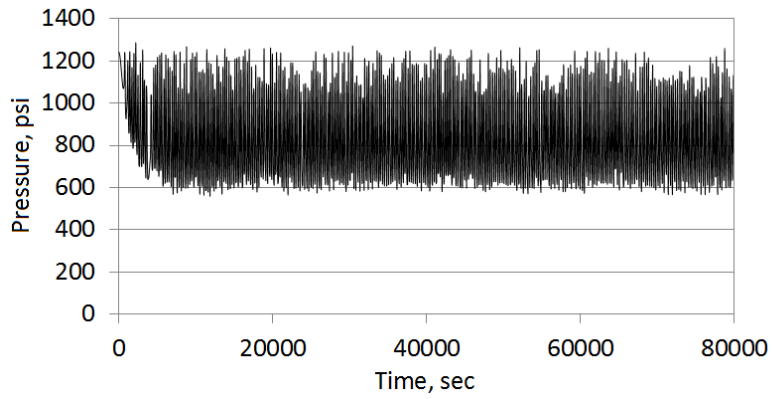


Fig. 4.3 Pressure trend of a riser base when slugging occurs
(temp. 55 °C, gas rate 0.001 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)

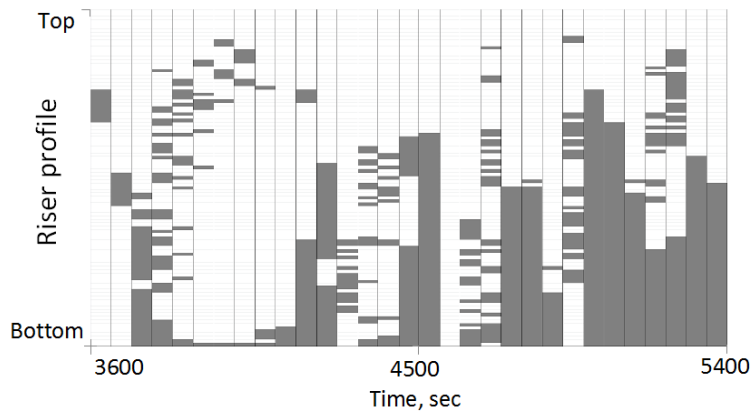


Fig. 4.4 Slugging trend in a riser
(temp. 55 °C, gas rate 0.001 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)

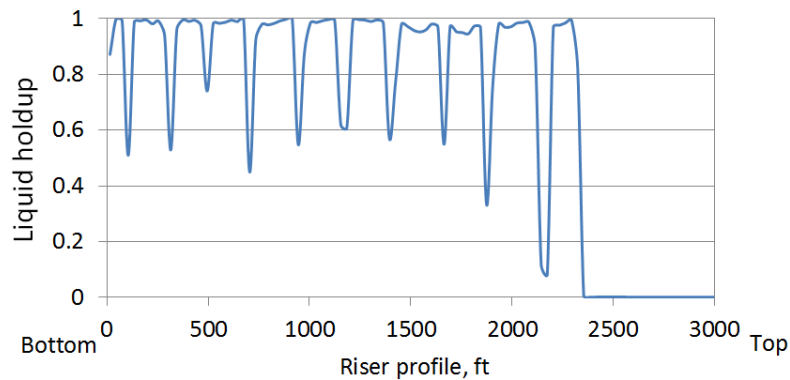


Fig. 4.5 Liquid holdup profile in a riser when slugging occurs
(temp. 55 °C, gas rate 0.1 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)

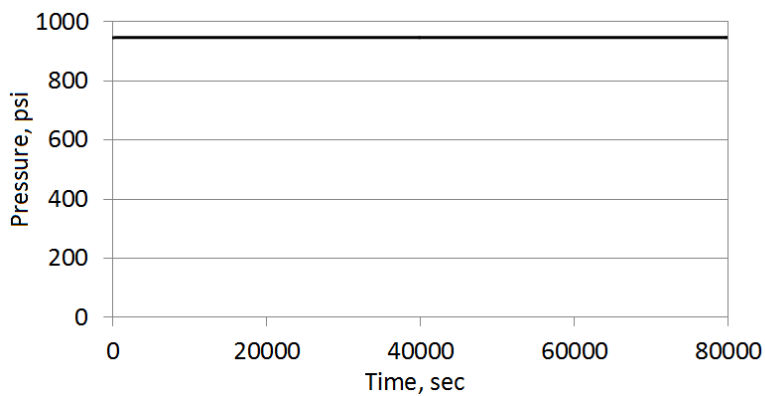


Fig. 4.6 Pressure trend of a riser base when no slugging occurs
(temp. 55 °C, gas rate 1 MMscf/D, GOR 0.1 Mscf/STB)

4.2 GOR의 영향

GOR이 슬러깅 발생에 미치는 영향에 대해 분석하기 위해 0.1~10,000 Mscf/STB의 GOR 범위에 대해 시뮬레이션하였다. 구체적으로 분석한 GOR 케이스는 0.1, 1, 10, 100, 1,000, 10,000 Mscf/STB이다. 이 중 GOR이 100 Mscf/STB인 경우 McCain의 GOR 기준에서 습성가스와 건성가스의 경계에 위치한다. 따라서 이 경우에 대해서는 시뮬레이션 시 둘 중 어느 탄화수소의 조성을 사용할지 판단하는 기준이 필요하다.

4.2.1 조성의 영향

본 연구에서는 시뮬레이터의 입력값 중 하나인 GOR을 역산으로 출력하여 입력값과 같게 계산하는 조성을 알맞은 것으로 판정하였다. 계산결과 건성가스의 경우 모든 유체온도 및 가스유량 범위에 대해 슬러깅 여부에 상관없이 입력한 GOR값을 안정적으로 출력하였다. 반면 습성가스의 경우 가스유량이 낮은 케이스들에서 슬러깅 여부에 상관없이 매우 높은 GOR값이 계산되었다(Figs. 4.7-13). 따라서 GOR이 100 Mscf/STB인 경우는 건성가스의 조성을 사용하여 시뮬레이션을 수행하였다.

4.2.2 GOR의 영향

여섯 가지 GOR 케이스 중 가장 많이 슬러깅이 발생한 경우는 GOR이 10 Mscf/STB일 때이다. GOR이 10 Mscf/STB인 생산유체는 McCain의 기준으로 역행성가스에 해당되며, 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량을 100 MMscf/D로 생산할 때까지 슬러깅이 발생했다. 또한 GOR이 1 Mscf/STB인 경우에는 가스유량이 30 MMscf/D 일 때까지 슬러깅이 항상 발생했다. GOR이 1 Mscf/STB인 생산유체는 저팽창 석유로 분류된다. 따라서 저팽창 석유~역행성가스에 해당되는 생산유체는 가스유량을 높게 유지하면 슬러깅을 방지할 수 있다.

저팽창 석유 중 GOR이 0.1 Mscf/STB인 경우 오일이 매우 우세하여 가스가 거의 없는 액체상태의 탄화수소이다. 따라서 다른 오일종류에 비해 낮은 기준인 1 MMscf/D의 가스를 생산하면 슬러깅을 방지할 수 있는 것으로 나타났으며 이는 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 10,000 STB/D의 오일을 생산할 때이다.

GOR이 100 Mscf/STB 이상인 건성가스에 해당되는 생산유체의 경우 오일이 우세한 경우에 비해 슬러깅이 더 적게 발생하였다. 구체적으로 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량이 0.7 MMscf/D 이하인 경우에 슬러깅이 발생했다. 따라서 가스는 오일에 비해 생산 시 운영 가능한 유량범위가 더 넓다. 여기서 시사하는 점은 오일과 가스 모두 GOR이 높아질수록 슬러깅 발생확률이 높아진다는 점이다. 따라서 유가스 생산 시 생산기간이 길어질수록 슬러깅 발생에 유의해야 한다.

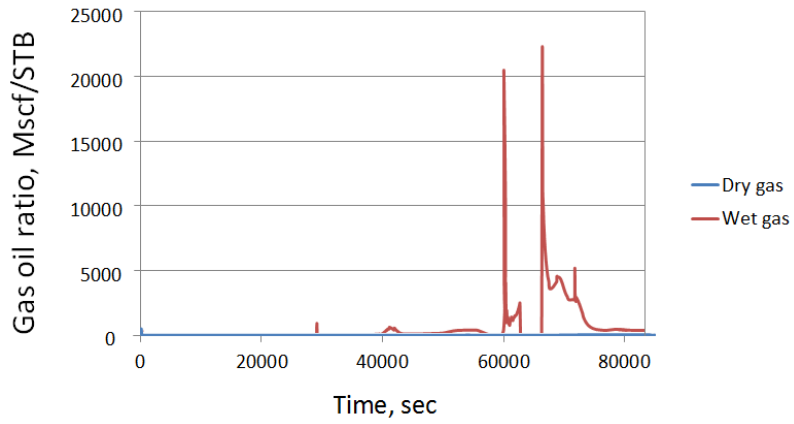


Fig. 4.7 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
(temp. 55 °C, GOR 100 Mscf/STB, (a) gas rate 0.001 MMscf/D)

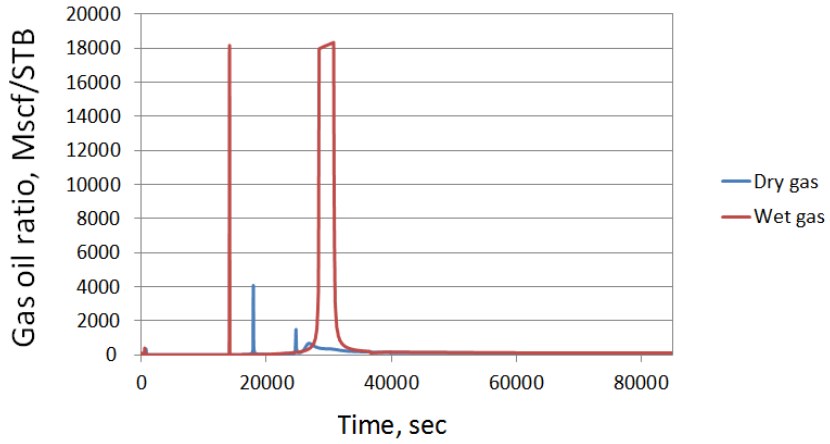


Fig. 4.8 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((b) gas rate 0.01 MMscf/D)

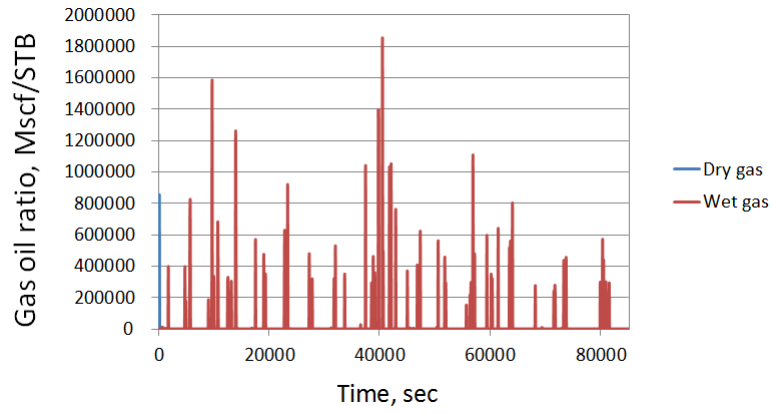


Fig. 4.9 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((c) gas rate 0.1 MMscf/D)

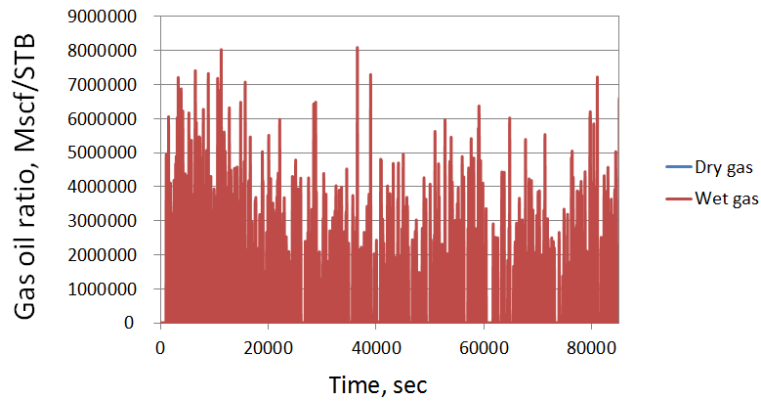


Fig. 4.10 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((d) gas rate 1 MMscf/D)

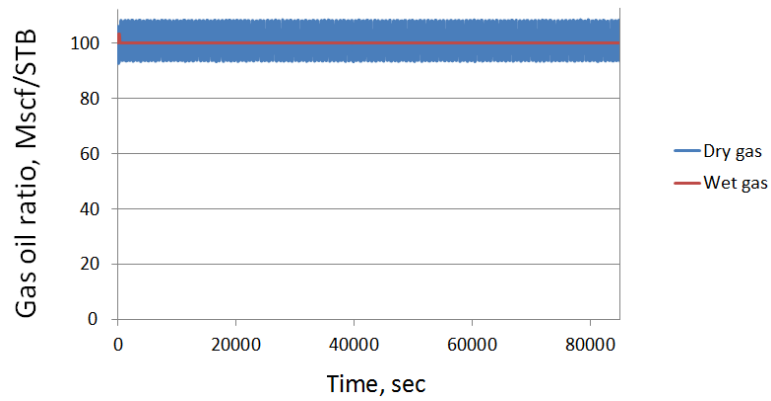


Fig. 4.11 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((e) gas rate 10 MMscf/D)

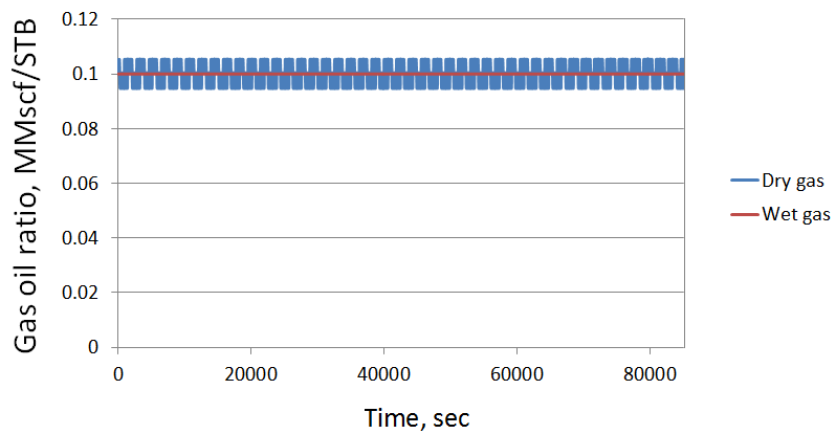


Fig. 4.12 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((f) gas rate 100 MMscf/D)

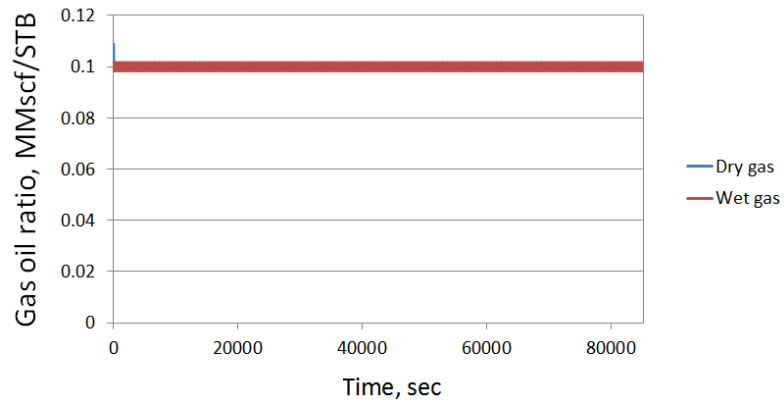


Fig. 4.13 Gas oil ratio for wet gas and dry gas compositions
((g) gas rate 100 MMscf/D)

4.3 유체온도의 영향

유체온도가 슬러깅 발생에 미치는 영향을 파악하기 위해 20~105 °C의 온도범위에 대해 분석하였다. 구체적으로 분석한 케이스는 20, 25, 35, 45, 55, 65, 75, 85, 95, 105 °C이다. 그 결과 분석한 유체온도 범위 중 슬러깅이 가장 많이 발생한 경우는 가장 높은 온도인 105 °C로 나타났다.

그러나 유체온도는 가스유량과 GOR에 비해 슬러깅 발생조건에 큰 영향을 미치지 않았다. Fig 4.1의 그래프에서 y축인 유체온도에 대해 슬러깅 발생확률은 큰 변화가 없는 것을 확인할 수 있다. 또한 온도증감에 따른 특별한 경향도 찾기가 힘들다. 특히 가스유량이 0.1 MMscf/D 이상 일 때 유체온도는 슬러깅 발생에 거의 영향을 미치지 않는 것을 확인할 수 있다. 즉, 슬러깅 발생분석 시 유체온도는 중요도가 낮은 인자이다.

4.4 가스유량의 영향

가스유량이 슬러깅 발생에 미치는 영향에 대해 분석하기 위해 0.001~1,000 MMscf/D의 가스유량 범위에 대해 시뮬레이션하였다. 구체적으로 분석한 케이스는 0.001, 0.01, 0.1, 1, 10, 100, 1,000 MMscf/D이다. 그 결과 Fig. 4.1을 통해 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량이 100 MMscf/D 이상 일 때 다른 조건에 상관없이 항상 슬러깅이 발생하지 않는 것을 확인할 수 있다.

Fig. 4.1-2에서 다른 조건에 상관없이 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량이 0.5 MMscf/D 근방이면 항상 슬러깅이 발생하는 것을 확인할 수 있다. 이에 유가스 종류에 상관없이 운영 시 가스유량이 특정 유량 근방이 되지 않도록 해야 라이저 내 슬러깅을 방지할 수 있을 것이다. 대체적으로 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량 0.5 MMscf/D 보다 유량이 더 낮으면 슬러깅 발생이 증가하고, 유량이 더 높아지면 슬러깅 발생이 적어지는 경향이 있다. 이는 슬러깅 발생에서 가스유량이 가장 중요한 조건 중 하나라는 것을 시사한다.

4.5 해저 유가스 생산 가이드라인

앞서 분석한 내용을 바탕으로 해저 유가스 생산 시 가이드라인을 제시하면 다음과 같다. GOR이 낮은 저팽창 석유를 생산할 시에는 슬러깅 발생 위험이 고폽창 석유나 역행성가스에 비해 상대적으로 낮다. 저팽창 석유는 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량을 1 MMscf/D 보다 높게 생산하면 슬러깅을 방지할 수 있다.

역행성가스는 다섯 가지 유가스 중 중 슬러깅 발생위험이 가장 높은 생산유체이다. 따라서 이를 생산하는 필드에서는 라이저 내 슬러깅에 대한 충분한 연구가 필요하다. 역행성가스는 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량을 100 MMscf/D 보다 높게 생산하면 슬러깅을 방지할 수 있으며, 이는 모든 생산유체 종류 중 가장 높은 기준이다.

가스는 모든 생산유체 중에서 가장 슬러깅이 발생할 확률이 낮다. GOR이 100 Mscf/STB 근방일 때는 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량이 0.03~0.7 MMscf/D 인 구간만 유의하면 슬러깅을 방지할 수 있다. 건성가스는 GOR이 높아질수록 슬러깅 발생확률이 높아지지만, 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량을 1 MMscf/D 이상으로 유지하면 슬러깅을 방지할 수 있다. 가스전은 보통 20~30년 간 일정한 유량으로 생산하므로 슬러깅 관련 문제가 심하지는 않다. 그러나 생산말기에 가스유량을 높게 유지할 수 없을 때 슬러깅 발생에 유의해야 한다.

3장의 슬러깅이 발생한 해저 유가스전들의 생산조건을 도시하면, 모두 슬러깅이 발생하는 영역 내에 위치한다(Fig. 4.14). 종합하면, 유가스

종류에 상관없이 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량을 100 MMscf/D 이상으로 유지하면 슬러깅이 발생하지 않는다.

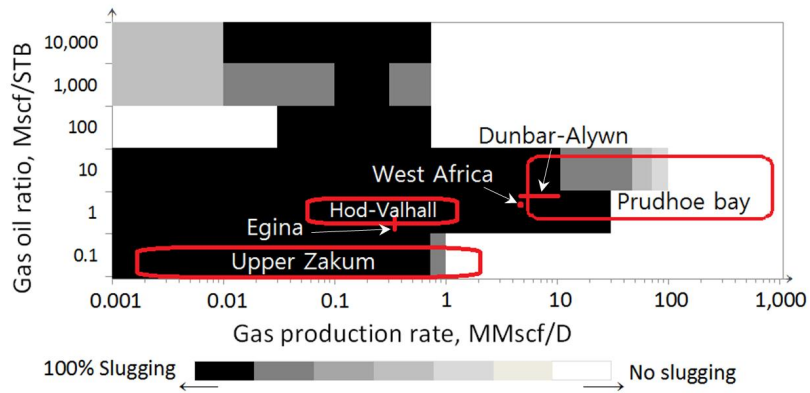


Fig. 4.14 Production conditions of real fields

Table 4.1 Slugging conditions

Gas rate, Temp., °C MMscf/D	0.001	0.01	0.1	1	100	1,000	10,000
20	1-3, 5-6	1-3, 5-6	1-6	2-3	2-3		
25	1-3, 5	1-3, 5-6	1-6	2-3	2		
35	1-3	1-3, 6	1-6	2-3	2		
45	1-3	1-3, 5-6	1-6	2-3	2		
55	1-3	1-3, 5-6	1-6	2-3	2		
65	1-3, 6	1-3, 6	1-6	2-3	2		
75	1-3, 5	1-3, 5-6	1-6	2-3	2		
85	1-3, 6	1-3, 6	1-6	2-3	2		
95	1-3	1-3, 6	1-6	2-3	2		
105	1-3	1-3, 6	1-6	2-3	2		

(예: 1-3은 case 1, 2, 3에 대해 슬러깅이 발생한다는 뜻임)

Table 4.2 Gas oil ratio for each case

Case number	GOR, $Mscf/STB$
1	0.1
2	1
3	10
4	100
5	1,000
6	10,000

제 5장 결론

본 연구에서는 수직 라이저 내 슬러깅 시뮬레이션 결과를 이용하여 가스 유량, GOR 및 유체온도에 따른 슬러깅 발생확률 그래프를 도출하였다. 이를 통해 각 인자가 슬러깅 발생에 미치는 영향을 분석하여 슬러깅을 방지할 수 있는 해저 유가스 생산 가이드라인을 제시하였다.

1. 상용프로그램인 OLGA를 이용하여 수직 라이저 내 슬러깅 현상을 시뮬레이션하였다. 슬러깅이 발생하면 슬러그의 움직임에 따라 라이저 바닥의 압력이 변하고, 슬러깅이 발생하지 않으면 라이저 바닥의 압력은 일정하게 유지된다.

2. McCain의 GOR 및 조성 기준에 따라 생산유체를 다섯 가지로 분류하였다. 분석한 가스유량 범위에서 슬러깅 발생확률이 높은 탄화수소 종류는 역행성가스-고팽창 석유-저팽창 석유-가스 순이다.

3. 가스유량, GOR, 유체온도 중 슬러깅 발생에 영향을 가장 많이 미치는 인자는 가스유량과 GOR이다. 유체온도는 슬러깅 발생에 거의 영향을 미치지 않았다. 따라서 필드의 생산조건에 따른 슬러깅 분석 시 가스유량과 GOR을 중점으로 연구하는 것이 필요하다.

4. 가스는 오일에 비해 슬러깅 발생 없이 운영할 수 있는 유량범위가 더 넓다. 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 오일은 가스유량이 100 MMscf/D 이상일 때, 가스는 그 유량이 1 MMscf/D 이상일 때 슬러깅이 발생하지 않는다.

5. 생산유체의 종류에 상관없이 6 in 내경의 수직 라이저 기준으로 가스유량이 0.1~1.0 MMscf/D 근방이면 슬러깅이 발생한다. 가스유량이 100 MMscf/D 이상이면 항상 슬러깅이 발생하지 않으므로 가스유량을 100 MMscf/D 이상으로 높게 유지하면 슬러깅을 방지할 수 있다.

6. 본 연구에서 제시한 슬러깅 발생확률 그래프와 해저 유가스 생산 가이드라인은 해상광구에서 유가스 생산 시 슬러깅 발생연구에 활용될 수 있다.

추후 가능한 연구들은 다음과 같다.

- 제시한 슬러깅 발생확률 그래프 내 슬러깅 발생영역의 경계면에 대한 추가적인 분석을 진행할 수 있다.
- GOR의 변화에 따른 슬러깅 발생에 대한 추가적인 연구가 필요하다. 유가스 종을 더 세밀하게 분류한 후 다양한 GOR 케이스에 대해 계산하면 GOR의 영향을 더 명확히 분석할 수 있다.
- 다른 크기의 라이저 내경 사용 시 슬러깅에 미치는 영향에 대한 연구가 필요하다. 본 연구에서는 한 가지 내경만을 이용하여 계산하였다. 여러 크기의 라이저 내 슬러깅 발생을 계산하여 내경 크기와 슬러깅 조건 간 관계를 분석해야 한다.

참고문헌

Aamo, O. M., Eikrem, G. O., Siahaan, H. B., Foss, B. A., 2005. Observer Design for Multiphase Flow in Vertical Pipes with Gas-Lift - Theory and Experiments. *Journal of Process Control* 15(3): 247-257.

Brill, J. P., Schmidt, Z., Coberly, W. A., Herring, J. D., Moore, D. W., 1981. Analysis of Two-Phase Tests in Large-Diameter Flowlines in Prudhoe Bay Field. *SPE Journal* 21(3): 363-378.

Burke, N. E., Kashou, S. F., 1996. Slug Sizing/Slug Volume Prediction, State of the Art Review and Simulation. *SPE Production & Facilities* 11(3): 166-172.

Bai, Y. and Bai, Q., 2005. Subsea Pipelines and Risers. Elsevier, London, England, p 307.

Bratland, O., 2009. Pipe Flow 1: Single - Phase Flow Assurance. p 8.

Bratland, O., 2010. Pipe Flow 2: Multiphase Flow Assurance. pp 16-186.

Baliño, J. L., 2014. Modeling and Simulation of Severe Slugging

in Air-Water Systems Including Inertial Effects. *Journal of Computational Science* 5(3): 482-495.

Courbot, A., 1996. Prevention of Severe Slugging in the Dunbar 16-in Multiphase Pipeline. Paper OTC 8196 presented at the Offshore Technology Conference, Richardson, Texas, May 6-9.

Calvert, P., Davis, J., 2010. A Dynamic Business Needs Dynamic Solutions; How Fields of the Future Has Turned BP into a Smooth Operator. Paper SPE 128682 presented at the SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Utrecht, The Netherlands, March 23-25.

Farghaly, M. A., 1987. Study of Severe Slugging in Real Offshore Pipeline Riser-Pipe System. Paper SPE 15726 presented at the SPE Middle East Oil Show, Manama, Bahrain, March 7-10.

Fabre, J., Peresson, L. L., Corteville, J., Odello, R., Bourgeois, T., 1990. Severe Slugging in Pipeline/Riser Systems. *SPE Production Engineering* 5(3): 299-305.

Fabre, J., Liné, A., 1992. Modeling of Two-Phase Slug Flow. *Annual Review of Fluid Mechanics* 24(1): 21-46.

Fard, M. P., Godhavn, J. M., Sagatun, S. I., 2006. Modeling of

Severe Slug and Slug Control with OLGA. *SPE Production & Operations* 21(3): 381–387.

FloaTEC, 2006. Review of Deepwater Floating Structures and Dry Tree Semi Developments.

Ferentinos, J., 2013. Global Offshore Oil and Gas Outlook. Gas/Electric Partnership 2013, Infield Systems.

Henriot, V., Courbot, A., Heintze, E., Moyeux, L., 1999. Simulation of Process to Control Severe Slugging: Application to the Dunbar Pipeline. Paper SPE 56461 presented at the SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, October 3–6.

Havre, K., Dalsmo, M., 2001. Active Feedback Control as the Solution to Severe Slugging. Paper SPE 71540 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 30–October 3.

Issa, R. I., Kempf, M. H. W., 2003. Simulation of Slug Flow in Horizontal and Nearly Horizontal Pipes with the Two-Fluid Model. *International Journal of Multiphase Flow* 29(1): 69–95.

Irmann-Jacobsen, T. B., 2012. Flow Assurance – A System Perspective. MEK4450 Offshore Technology Course, University of

Oslo, Department of Mathematics.

Kjeldby, T. B., 2010. Simulation of Expansion Driven Flow Instabilities in Long Risers. M.S. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.

McCain Jr, W. D., 1994. Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior. *Journal of Petroleum Technology* 46(9): 746-750.

Malekzadeh, R., Henkes, R. A. W. M., Mudde, R. F., 2012. Severe Slugging in a Long Pipeline - Riser System: Experiments and Predictions. *International Journal of Multiphase Flow* 46: 9-21.

Nelson, S. G., 2010. AKPO: The Subsea Production System. Paper OTC 20933 presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 3-6.

Nixon, L. D., Shepard, N. K., Bohannon, C. M., Montgomery, T. M., Kazanis, E. G., Gravois, M. P., 2009. Deepwater Gulf of Mexico 2009: Interim Report of 2008 Highlights. US Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, LA, OCS Report MMS 2009-16.

Ogazi, A. I., Cao, Y., Yeung, H. C., Lao, L., 2010. Slug Control with Large Valve Openings to Maximize Oil Production. *SPE*

Journal 15(3): 812–821.

Omowunmi, S. C., Abdulssalam, M., Janssen, R., Otigbah, P., 2013. Methodology For Characterising Slugs and Operational Mitigation Strategy Using Olga Slug Tracking Module – Egina Deepwater Project. Paper presented at the Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, March 20–22.

Pots, B. F., Bromilow, I. G., Konijn, M. J., 1987. Severe Slug Flow in Offshore Flowline/Riser Systems. *SPE Production Engineering* 2(4): 319–324.

Park, S., Nydal, O. J., 2014. Study on Severe Slugging in an S-Shaped Riser: Small-Scale Experiments Compared with Simulations. *Oil and Gas Facilities* 3(4): 72–80.

Schmidt, Z., Brill, J. P., Beggs, H. D., 1980. Experimental Study of Severe Slugging in a Two-Phase-Flow Pipeline-Riser Pipe System. *SPE Journal* 20(5): 407–414.

Sarica, C., Tengesdal, J. Ø, 2000. A New Technique to Eliminate Severe Slugging in Pipeline/Riser Systems. Paper SPE 63185 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1–4.

Taitel, Y., 1986. Stability of Severe Slugging. *International Journal of Multiphase Flow* 12(2): 203-217.

Takei, J., Zainal, M. Z. B., Ramli, R., Matzain, A. B., Myrland, F., Sharif, A. M., 2010. Flow Instability in Deepwater Flowlines and Risers—A Case Study of Subsea Oil Production from Chinguetti Field, Mauritania. Paper SPE 133188 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Queensland, Australia, October 18-20.

Wood Group Kenny, 2015. 2015 Deepwater Production Riser Systems & Components. Offshore Magazine.

Yocum, B. T., 1973. Offshore Riser Slug Flow Avoidance: Mathematical Models for Design and Optimization. Paper SPE 4312 presented at the Annual European Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, London, England, April 2-3.

Yu, Z. J., 2013. Cellular Tendon-Enabling Technology for Ultra-Deep Water TLPs. Paper OTC 24305 presented at the Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 29-31.

ABSTRACT

Production Guidelines for Subsea Oil and Gas Considering Slugging Conditions in Vertical Risers

Saebom Hwang
The Graduate School
Seoul National University

Development of subsea oil and gas needs to consider flow assurance issues such as slugging and hydrates. Slugging induces various problems including pipe vibration and fatigue, fluctuations of pressure and flow rates. Especially in risers, slugging occurs in a wide range of flow rates and GOR. In this study, production guidelines for subsea oil and gas are suggested considering slugging conditions in vertical risers.

OLGA, a commercial software of Schlumberger, is used to simulate slugging in a vertical riser. Production conditions are determined based on operational conditions of offshore oil and gas fields. Composition data of ECLIPSE are used according to oil and gas types defined by GOR and heptane's mole%. The riser's configuration is assumed as a top-tensioned riser with 3000 ft length and 6 in inner diameter considering average water depth of Gulf of Mexico for subsea oil and gas productions.

Based on simulation results, retrograde gas has the highest

chance of slugging. For 6 in vertical risers, slugging does not occur if gas rate is larger than 100 MMscf/D in case of oil production, and 1 MMscf/D for gas. If gas rate is between 0.1~1.0 MMscf/D, slugging occurs regardless of fluid type. Fluid temperature is not a critical factor for slugging. This study can be used for determining slugging occurrence under given operational conditions and its key factors.

Keywords: production guideline, slugging, riser, fluid temperature, gas rate, GOR

Student number: 2015-21337